REPÚBLICA DE PANAMÁ
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 4564 -Elec **Panamá, 7 de julio de 2011**

"Por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No.006-11 para considerar la Propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2011, presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A."

LA ADMINISTRADORA GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante la ASEP), como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;

2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;

3. Que el numeral 1 del artículo 20 de la Ley 6 de 1997, le atribuye a la ASEP la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;

4. Que el numeral 4 del artículo 79 de la Ley 6 de 1997, otorga a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (en adelante ETESA), la responsabilidad de preparar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, que en adelante se llamará Plan de Expansión;

5. Que el artículo 4 del Decreto Ejecutivo 22 del 19 de junio de 1998, que reglamenta la Ley 6 de 1997, contempla que a más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará a la ASEP los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalles de la información base utilizada para su elaboración;

6. Que el Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, establece el procedimiento a seguir para la aprobación del Plan de Expansión;

7. Que el artículo 75, literal h, del Reglamento de Transmisión establece que la ASEP realizará, después del 30 de junio y antes del 30 de octubre de cada año, una Consulta Pública para evaluar el Plan de Expansión en general y las modificaciones tarifarias previstas resultantes de las ampliaciones de transmisión a ejecutar incorporadas en el Plan de Expansión de corto plazo, el

Plan de Reposición de corto plazo de los Activos Existentes y del Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones;

8. Que, en tiempo oportuno, mediante nota No. ETE-DTR-GPL-146-2011 de 29 de junio 2011, ETESA remitió a la ASEP el Plan de Expansión correspondiente al año 2011;

9. Que, en virtud de lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión, la ASEP debe someter dicho Plan de Expansión a Consulta Pública con la finalidad de recibir opiniones, propuestas o sugerencias de los ciudadanos, de las organizaciones sociales o de las empresas privadas, los cuales deben enmarcarse en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones y el Reglamento de Transmisión vigente, por lo que la Administradora General,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la celebración de la Consulta Pública No.006-11 para considerar la "Propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2011", presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., la cual constituye el **ANEXO A** de la presente Resolución.

SEGUNDO: COMUNICAR a todos los interesados en participar en la Consulta Pública de la cual trata el Resuelto Primero de esta Resolución, que a partir del día 14 de julio hasta el 16 de agosto de 2011, estará disponible la Propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2011, en la Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y en la sección de Avisos, de la página Web de Internet de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos **www.asep.gob.pa**.

TERCERO: ESTABLECER el procedimiento a seguir en la Consulta Pública que considerará la propuesta de actualización del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2011, el cual se describe a continuación:

1. Avisos

   La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, mediante Aviso publicado durante dos (2) días calendario en dos (2) diarios de circulación nacional, comunicará al público la realización de la Consulta Pública para la revisión de la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2011.

2. Presentación de comentarios u objeciones:

   a. Personas calificadas para entregar comentarios u objeciones:

      i. Los representantes legales de los agentes del mercado, conforme hayan sido registrados en la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

      ii. Los representantes legales de las empresas o personas naturales que a la fecha de la publicación de la presente Resolución hayan iniciado un proceso ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, para la obtención de una

o varias concesiones y/o licencias para la prestación de los servicios público de electricidad.

iii. Los representantes de las organizaciones, empresas o asociaciones públicas o privadas, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

iv. Las personas naturales que actúen en su propio nombre y representación, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

b. Fecha y hora límite de entrega:

i. Los interesados en presentar sus comentarios deberán hacerlo desde las nueve de la mañana (9:00 a.m.) del jueves 14 de julio, hasta las cuatro de la tarde (4:00 p.m.) del martes 16 de agosto del año 2011.

ii. El día 17 de agosto de 2011, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos levantará un acta en la cual constará el nombre de las personas que hayan presentado sus comentarios.

c. Lugar de Entrega:

Edificio Office Park
Vía España y Fernández de Córdoba
Primer Piso, Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario.

En horario de 9:00 a.m. a 4:00 p.m.

d. Forma de Entrega de los Comentarios: En sobre cerrado el cual debe contener la siguiente leyenda:

CONSULTA PÚBLICA
PARA LA REVISIÓN DE LA PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - 2011

NOMBRE, TELÉFONO, FAX Y DIRECCIÓN DEL REMITENTE

e. Contenido de la Información:

i. Nota remisoria: los comentarios y la información que los respalde deben ser remitidos a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante nota que debe ser firmada por las personas a que se refiere el literal a del punto 2 de este procedimiento. Dicha nota deberá estar acompañada de copia de la cédula de identidad personal o pasaporte de la persona que la suscribe.

ii. En la documentación que se presente debe explicarse de manera clara la posición de la persona acerca del tema objeto de la Consulta Pública.

iii. Deberá acompañar los comentarios con la documentación técnica que respalda la posición.

iv. Toda la información debe presentarse en dos juegos 8 ½ x 11 (un original y una copia) idénticos, con cada una de sus hojas numeradas. Adicionalmente, los interesados deberán adjuntar sus comentarios en formato Word, en un disco compacto (CD) o cualquier otro medio electrónico.

3. Disponibilidad de comentarios a los interesados:

i. A medida que sean entregados los comentarios, los mismos serán publicados en la siguiente dirección electrónica: www.asep.gob.pa y los días 17 y 18 de agosto de 2011 de 9:00 a.m. a 4:00 p.m. los comentarios estarán disponibles en las oficinas de Asesoría Legal de esta Autoridad Reguladora, ubicada en el Edificio Office Park, Vía España y Vía Fernández de Córdoba, Primer Piso.

CUARTO: **ANUNCIAR** que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos evaluará los comentarios recibidos como parte del proceso de esta Consulta Pública, y los mismos serán tomados en consideración en el proceso de aprobación de la actualización del Plan de Expansión correspondiente al año 2011.

QUINTO: Esta Resolución rige a partir de su expedición.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996 y sus modificaciones; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; y, Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO
Administradora General

Según

Autoridad

8

ANEXO 1

Fundamentos Teóricos de Regresión Lineal Múltiple

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE

Los fundamentos teóricos expuestos en este anexo fueron extraídos de una versión traducida del libro "Econometría Básica" del economista Damodar Guajarati. En 1995, McGraw-Hill publicó la segunda edición de este libro y en 2002, McGrall-Hill y Irwin publicaron la quinta y más reciente edición. El economista Víctor Manuel Mayorga Torrado tradujo la segunda edición, la cual fue publicada por McGraw-Hill en 1996.

1. DEFINICIÓN

La regresión lineal múltiple se puede definir como una función de estadística de dependencia lineal entre una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena (Y) y varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas (X).

$$Y = f_{lineal}(X) = X\beta$$

Y = Variable explicada
X = Variables explicativas
β = Parámetros de regresión

2. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

Para analizar regresiones lineales múltiples se recomienda aplicar los siguientes seis pasos:

- **Formulación de la hipótesis estadística:** La hipótesis estadística es un enunciado lógico que se quiere aceptar o rechazar. Esta hipótesis debe ser los más consistente posible con la realidad que representa.

- **Formulación de la regresión estadística:** Toda regresión lineal múltiple se puede formular matemáticamente, usando una notación matricial en donde se define claramente, la variable explicada, las variables explicativas y los parámetros de regresión.

- **Estimación de los parámetros de regresión**: En este anexo, los parámetros de regresión lineal se estiman mediante el método de mínimos cuadrados, el cual minimiza la suma de cuadrados de los residuos de regresión. Más adelante se explica con detalle este método.

- **Pruebas estadísticas de bondad de ajuste**: Existen varias pruebas estadísticas que se usan para verificar la bondad de ajuste de una regresión lineal múltiple. Entre más pruebas se usen mejor será el ajuste.

- **Pronóstico de las variables explicativas:** Por lo general se definen y justifican tres escenarios de pronóstico (bajo, medio y alto) para cada variable explicativa. A cada escenario se le puede asignar una probabilidad de ocurrencia.

- **Pronóstico de la variable explicada**: El pronóstico de la variable explicada depende de los escenarios de proyección de las variables explicativas y del modelo de regresión lineal desarrollado, ajustado y validado.



3. PROGRAMAS ESTADÍSTICOS

En el mercado existen una amplia gama de programas estadísticos, con precios que varían entre $300 y $1300 USD. Estos precios incluyen una licencia corporativa comercial y profesional. Los programas estadísticos más populares son:

PROGRAMA	INTERNET	PRECIO
SPSS 12.0	www.spss.com	$1145 USD
PCGIVE 10.3	www.pcgive.com	$850 USD
SYSTAT 10.2	www.systat.com	$1300 USD
SHAZAM 9.0	econometrics.com	$490 USD
STATA 8.0	www.stata.com	$1300 USD
LIMDEP 8.0	www.limdep.com	$895 USD
XLSTAT 6.1 (add-in)	www.xlstat.com	$295 USD
STATISTICA 6.0	www.statsoftinc.com	$959 USD
SAS/JMP 5.1	www.jmp.com	$995 USD
RATS 5.0	www.estima.com	$500 USD
TSP 4.5	www.tspintl.com	$900 USD
EVIEWS 4.1	www.eviews.com	$1195 USD
REALSTAT 4.3	www.realstat.com	$500 USD

La selección del programa estadístico depende de las necesidades y presupuestos del usuario. Si las necesidades se limitan a un análisis de regresión lineal múltiple, un complemento (add-in) como XLSTAT es suficiente. Si se desea análisis más complejos y especializados, EVIEWS, LIMDEP o SHAZAM son la solución. Para análisis robustos y complejos, STATISTICA, STATA o SPSS son los indicados.

4. FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS ESTADÍSTICA

Una hipótesis estadística es un enunciado lógico que se quiere aceptar o rechazar. Esta hipótesis debe ser consistente con la realidad que representa. Por ejemplo, no es lógica correlacionar las ventas de carros con el consumo de alcohol. En el sector eléctrico, se usan las dos siguientes hipótesis para correlacionar la demanda de energía eléctrica con parámetros socioeconómicos:

- **Primera hipótesis ilustrativa**: La demanda de energía eléctrica en el sector residencial depende linealmente de la población y del ingreso promedio disponible.

- **Segunda hipótesis ilustrativa**. La demanda de energía eléctrica en el sector industrial depende linealmente del producto interno bruto y del precio promedio de la energía eléctrica.

5. FORMULACIÓN DE LA REGRESIÓN ESTADÍSTICA

La formulación matemática de una regresión lineal múltiple se representa con la siguiente notación matricial:

$$Y = X\beta \qquad Y = \begin{bmatrix} y_1 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} \qquad X = \begin{bmatrix} 1 & x_{11} & \cdots & x_{1m} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ 1 & x_{n1} & \cdots & x_{nm} \end{bmatrix} \qquad \beta = \begin{bmatrix} \beta_0 \\ \vdots \\ \beta_m \end{bmatrix}$$

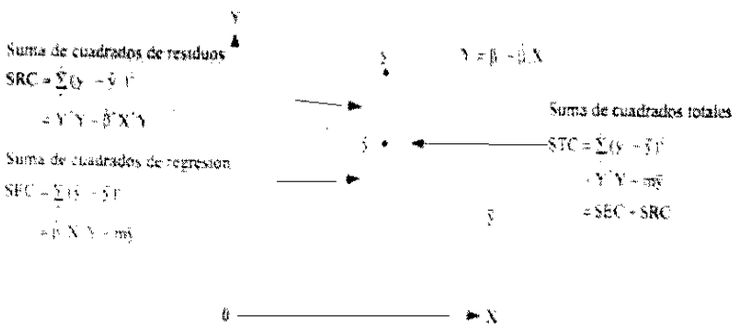
Y = Variable explicada
X = Variables explicativas
β = Parámetros de regresión
n = Número de observaciones
m = Número de variables explicativas
i = Subíndice de la i-ésima observación
j = Subíndice de la j-ésima variable explicativa

Un modelo de regresión lineal simple involucra solamente una variable explicativa y dos parámetros de regresión. Por tal motivo, su formulación matricial se reduce a una ecuación escalar bastante conocida y sencilla de resolver ($Y = \beta_2 + \beta_1 X$). Cuando se involucra más de una variable explicativa, la formulación matricial simplifica las ecuaciones matemáticas. Sin embargo, se requiere un dominio de las operaciones matriciales, tales como matriz identidad, inversa y transpuesta de una matriz, y suma y multiplicación de matrices.

3. ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS DE REGRESIÓN

Existen varios métodos para resolver regresiones estadísticas: mínimos cuadrados ordinarios (OLS), mínimos cuadrados ponderados (WLS), método generalizado de momentos (GMM), y heterocedasticidad autoregresiva condicional (ARCH). El método de mínimos cuadrados ordinarios es el más indicado para regresiones lineales múltiples. Más adelante se pueden incorporar métodos más avanzados.

Para entender el método de mínimos cuadrados, es necesario definir tres estadísticos que miden la dispersión de las estimaciones con respecto a las observaciones: suma de cuadrados de residuos (SRC); suma de cuadrados de regresión (SEC); y suma de cuadrados totales (STC).



Y = Variable explicada
Y^T = Matriz transpuesta de Y
X = Variables explicativas
β = Parámetros de regresión
y_i = i-ésima observación
$\hat{y}_i$ = i-ésima estimación de regresión
$\bar{y}$ = Promedio de las observaciones
n = Numero de observaciones
m = Numero de variables explicativas

- **Suma de cuadrados de regresión (SEC)**: Este estadístico mide la dispersión entre las estimaciones de regresión ($\hat{y}_i$) y el promedio de las observaciones ($\bar{y}$):

$$SEC = \hat{\beta}^T X^T Y - m\bar{y}^2 = \sum_i (\hat{y}_i - \bar{y})^2$$

- **Suma de cuadrados de residuos (SRC)**: Este estadístico mide la dispersión entre las observaciones (y_i) y las estimaciones de regresión ($\hat{y}_i$):

$$SRC = Y^T Y - \hat{\beta}^T X^T Y = \sum_i (y_i - \hat{y}_i)^2$$

- **Suma de cuadrados totales (STC)**: Este estadístico mide la dispersion entre las observaciones (y_i) y el promedio de estas observaciones ($\bar{y}$):

$$STC = SEC + SRC = Y^T Y - m\bar{y}^2 = \sum_i (y_i - \bar{y})^2$$

En una regresión estadística, la dispersión de las observaciones con respecto al promedio se puede dividir en dos componentes: la dispersión de las observaciones con respecto a las estimaciones; y las dispersiones de las estimaciones con respecto al promedio. El método de mínimos cuadrados ordinarios (OLS) minimiza la suma de cuadrados de residuos (SRC), es decir la dispersión de las estimaciones con respecto a las observaciones:

$$\min SRC = Y^T Y - \hat{\beta}^T X^T Y = \sum_i e_i^2 = \sum_i (y_i - \hat{y}_i)^2$$

Con este método se busca que las estimaciones incluyan todos los factores no aleatorios que explican el comportamiento de las observaciones. De esta forma, los residuos ($e_i = y_i - \hat{y}_i$) depende exclusivamente de factores aleatorios. Para que una regresión lineal múltiple este bien ajustada, se requiere entonces que los residuos tengan una distribución Normal con un valor esperado de cero y con una mínima desviación:

$$\varepsilon = y_i - \hat{y}_i \sim N(0;\sigma^2) \qquad \sigma^2 = \frac{\sum_i e_i^2}{n - m}$$

$e = y_i - \hat{y}$ Residuos de regresión
$N(0;\sigma^2)$: Distribución Normal con media 0 y desviación σ
σ^2 Varianza muestral de los residuos de regresión
n = Número de observaciones
m = Número de variables explicativas

Aplicando el método de mínimos cuadrados ordinarios, se pueden estimar los parámetros de regresión, usando la siguiente fórmula matricial:

$$\hat{\beta} = (X^tX)^{-1}X^tY \sim N(\beta;(X^tX)^{-1}\sigma^2)$$

$N(\beta;(X^tX)^{-1}\sigma^2)$ Distribución Normal con media β y desviación $\sqrt{(X^tX)^{-1}\sigma}$
$E(\hat{\beta}) = \beta$ Valor esperado de β
$V(\hat{\beta}) = (X^tX)^{-1}\sigma^2$ Varianza muestral de β

4. PRUEBAS ESTADÍSTICAS DE BONDAD DE AJUSTE

Existen varias pruebas estadísticas para verificar la bondad de ajuste de una regresión lineal múltiple. En este anexo se enumeran las pruebas usadas con mayor frecuencia, para mayor información se recomienda consultar el manual del usuario de EVIEWS 4.1:

- Correlación de variables
- Autocorrelación de observaciones
- Distribución normal de residuos
- Prueba estadística colectiva
- Prueba estadística individual

4.1. Correlación de variables

La correlacion entre la variable explicada y las variables explicativas se mide con el coeficiente de correlación (R^2), es decir con el cociente entre la suma de cuadrados de regresión y la suma de cuadrados totales. Entre mas cercano a uno, menor es la suma de cuadrados de residuos (SRC) y mejor es el ajuste de la regresión:

$$R^2 = \frac{SEC}{STC} = \frac{SEC}{SEC + SRC} = \frac{\sum(\hat{y} - \bar{y})^2}{\sum(y - \bar{y})^2}$$



Para garantizar un mejor ajuste, se calcula el coeficiente de correlación ajustado (R^2_{aj}), el cual es menor pero más exacto pues tiene en cuenta el número de variables explicativas y el número de observaciones disponibles:

$$R^2_{aj} = 1 - \frac{\frac{SRC}{n-m}}{\frac{STC}{n-1}} = \frac{\frac{\sum e^2}{n-m}}{\frac{\sum (y_i - \bar{y})^2}{n-1}} = 1 - (1 - R^2)\frac{n-1}{n-m}$$

4.2. Autocorrelación de observaciones

La autocorrelación de los residuos de observaciones sucesivas se mide con el coeficiente de autocorrelación Durbin-Watson (d). Si es cercano a dos no hay autocorrelación, si es cercano a cero o a cuatro hay autocorrelación. Sin embargo, hay dos zonas intermedias en donde no es posible llegar a una conclusión. Puede existir una autocorrelacion de orden superior, es decir entre observaciones desfasadas dos o más periodos. En este caso, conviene usar un método de regresion más avanzado, tal como la heterocedasticidad autoregresiva condicional (ARCH).

$$d = \frac{\sum (e_t - e_{t-1})^2}{\sum e^2}$$

Autocorrelación positiva	Autocorrelación indeterminada	Sin autocorrelación	Autocorrelación indeterminada	Autocorrelación Negativa
0	d_l	2	$4 - d_l$	4

En caso de haber correlación positiva o negativa, es necesario incorporar las observaciones de la variable explicada como una variable explicativa, desfasa en uno o más periodos, dependiendo del grado de correlación.

4.3. Distribución normal de residuos

Como se mencionó anteriormente, el método de mínimos cuadrados ordinarios, se fundamenta en el principio de que los residuos de regresión tienen una distribución Normal, con un valor esperado de cero y con una mínima desviación. En otras palabras, la diferencia entra las estimaciones y las observaciones debe depender exclusivamente de factores aleatorios. Para verificar esta aleatoriedad de los residuos, se usa el estadístico Jarque Bera ($J\chi$) el cual mide el ajuste normal de los residuos de regresión:

$$J\chi = \frac{n}{6}\left(S^2 + \frac{(K-3)^2}{4}\right)$$

$S = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{y_i - \bar{y}}{\hat{\sigma}}\right)^3$: Skewness mide la asimetría de las observaciones con respecto al promedio

$K = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{y_i - \bar{y}}{\hat{\sigma}}\right)^4$: Kurtosis mide la amplitud y el ancho de la distribución de las observaciones

4.4. Prueba estadística colectiva

La prueba estadística colectiva, también denominada análisis de varianzas (ANOVA), verifica que los parámetros de regresión no sean simultáneamente nulos. En otras palabras, esta prueba verifica que las variables explicativas sean simultáneamente relevantes dentro de la regresión estadística. Para esta prueba se usa el estadístico F que mide el cociente entre la suma de cuadrados de regresión y la suma de cuadrados de residuos, ajustados por el número de variables explicativas y el número de observaciones disponibles. Si este estadístico es superior a un valor crítico determinado para un nivel de confianza dado $(1 - \alpha)$ entonces se rechaza la hipótesis nula. En otras palabras, si la probabilidad de que el estadístico calculado sea inferior a un valor crítico es muy pequeña (inferior o igual a α) entonces se rechaza la prueba nula.

$$H_0: \beta_1 = \ldots = \beta_2 = \ldots = \beta_m = 0 \text{ (prueba nula que se quiere rechazar)}$$

$$H_1: \beta_1 \neq \ldots \neq \beta_2 \neq \ldots = \beta_m \neq 0 \text{ (prueba alternativa)}$$

VARIABLE	GRADOS LIBERTAD	SUMA CUADRADOS	PROMEDIO CUADRADOS	ESTADISTICO F	PROBABILIDAD $P(F_0 > F)$
STC	$n - 1$	$\sum_{i=1}^{n}(y_i - \bar{y})^2$	STC $(n - 1)$		
SEC	$m - 1$	$\sum_{i=1}^{n}(\hat{y}_i - \bar{y})^2$	SEC $(m - 1)$	$\frac{SEC\ (m-1)}{SRC\ (n-m)}$	$P(F_0 > F) \leq \alpha$
SRC	$n - m$	$\sum_{i=1}^{n}(y_i - \hat{y}_i)^2$	SRC $(n - m)$		

$$F > F_0 \text{ o } P(F_0 > F) \leq \alpha \Leftrightarrow \text{se rechaza } H$$

Raramente se acepta la prueba nula de que todas las variables explicativas sean simultáneamente irrelevantes dentro del modelo. Por eso, esta prueba estadística no determinante por sí sola, debe estar complementada con otras pruebas.

4.4. Prueba estadística colectiva

La prueba estadística individual, también denominada pruebas de intervalos de confianza, verifica que el parámetro de regresión de una variable explicativa no sea nulo. En otras palabras, esta prueba verifica que cada variable explicativa sea relevante dentro de la regresión estadística.

Para esta prueba se usa el estadístico t-student que mide el cociente entre el valor esperado del parámetro de regresión y su desviación estándar. Si el valor absoluto de este estadístico es superior a un valor crítico determinado para un nivel de confianza dado $(1-\alpha)$ entonces se rechaza la hipótesis nula. En otras palabras, si la probabilidad de que el valor absoluto del estadístico sea inferior a un valor crítico es muy pequeña (inferior o igual a α) entonces se rechaza la prueba nula.

$H_0: \beta = 0$ (prueba nula que se quiere rechazar)

$H_1: \beta \neq 0$ (prueba alternativa)

VARIABLE	GRADOS LIBERTAD	PROMEDIO $\hat{\beta}$	DEVIACION $\sqrt{V(\hat{\beta})}$	ESTADISTICO	PROBABILIDAD $P(t_{n-m} > t)$
X	$n-m$	$(X^tX)^{-1}X^tY$	$\text{diag}\sqrt{(X^tX)^{-1}\sigma^2}$	$\frac{\hat{\beta}}{\sqrt{V(\hat{\beta})}}$	$P(t_{n-m} > t) \leq \alpha$

$|t| > t_{n-m,\alpha/2}$ o $P(|t_{n-m}| > t) \leq \alpha \Leftrightarrow$ se rechaza H_0

Con esta prueba estadística individual, se determina de igual forma un intervalo de confianza para cada parámetro de regresión. Es decir un intervalo entre el cual puede variar cada parámetros de regresión, con un nivel de confianza dado $(1-\alpha)$.

$$\left[\hat{\beta} - t_{n-m,\alpha/2}\sqrt{V(\hat{\beta})}; \hat{\beta} + t_{n-m,\alpha/2}\sqrt{V(\hat{\beta})}\right]$$

5. PRONÓSTICO DE LAS VARIABLES EXPLICATIVAS

Antes de entrar en esta etapa de pronostico, se debe haber seleccionado la regresión lineal multiple que mejor correlacione la variable explicada con las variables explicativas. Para pronosticar la variable explicada se debe pronosticar primero las variables explicativas seleccionadas (x_j). Por lo general, se definen y justifican tres escenarios de pronóstico (bajo, medio y alto) para cada variable explicativa:

$$x_{j,i} = (1+\lambda_{j,i})(x_{j,i-1}) \quad \begin{cases} \text{Escenario de crecimiento bajo} \\ \text{Escenario de crecimiento medio} \\ \text{Escenario de crecimiento alto} \end{cases}$$

$x_{j,i}$: Valor de la j-esima variable explicativa para el periodo i

$x_{j,i-1}$: Pronóstico de la j-ésima variable explicativa para el periodo i−1

$\lambda_{j,i}$: Escenario de variacion porcentual de la j-ésima variable entre los periodos i e i−1

A cada escenario se le puede asignar una probabilidad de ocurrencia, con el objeto de obtener el escenario más probable, calculado a partir de un promedio ponderado:

$$x_{t+1,j} = \frac{P_L x_{t+1,jL} + P_M x_{t+1,jM} + P_H x_{t+1,jH}}{3}$$

P_L P_M P_H: Probabilidad de ocurrencia del escenario bajo (L), medio (M) y alto (H)

$x_{t+1,jL}$ $x_{t+1,jM}$ $x_{t+1,jH}$: Pronóstico de la j-ésima variable explicativa para el periodo t+1 y para el escenario bajo (L), medio (M) y alto (H)

$x_{t+1,j}$: Pronóstico más probable de la j-ésima variable explicativa para el periodo t+1

6. PRONÓSTICO DE LA VARIABLE EXPLICADA

Una vez seleccionado y validado los escenarios de pronóstico de las variables explicativas seleccionadas y la regresion lineal múltiple de mejor ajuste, se procede finalmente a pronosticar la variable explicada. De esta forma se concluye el pronóstico estadistico.

REPÚBLICA DE PANAMÁ AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

ANEXO I-2

Bondad de Ajustes Econométricas y Regresiones Sectoriales

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ
MODELOS DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE

REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR RESIDENCIAL

GWHRES(T) = 0.9895×GWHRES(T-1) + 0.0982×POBURB(T) - 0.1732×POBRUR(T) + 98.7239

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2010
FUTURO	2011	2025

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	40

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R^2)	0.9966
Coef. ajustado (R^2_{AJU})	0.9963
Durbin-Watson (d)	2.0614
Jarque Bera (χ)	1.9747
Log likehood	-187.9809
Schwarz	9.7679

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	85%
Límite inferior (d_L)	1.3380
Límite superior (d_U)	1.6590
t-student (tα/2)	1.4709
Fisher (Fα)	1.8825
Chi-cuadrado ($\chi^2\alpha$)	3.7942

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL
H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0

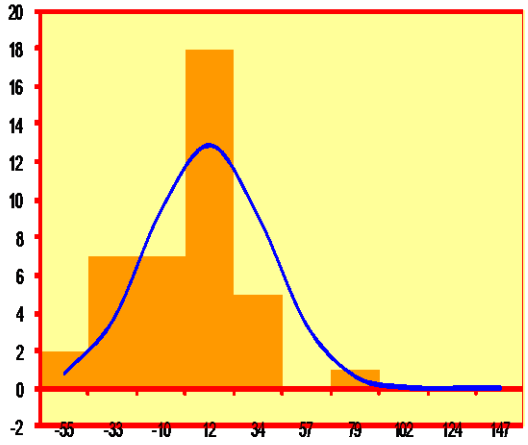
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(tα/2 > |t|)
CTE	36	98.7239	65.2721	1.5125	1.4E-01
POBURB	36	0.0982	0.0651	1.5068	1.4E-01
POBRUR	36	-0.1732	0.0900	-1.9245	6.2E-02
DESFASE	36	0.9895	0.0607	16.3119	3.3E-18

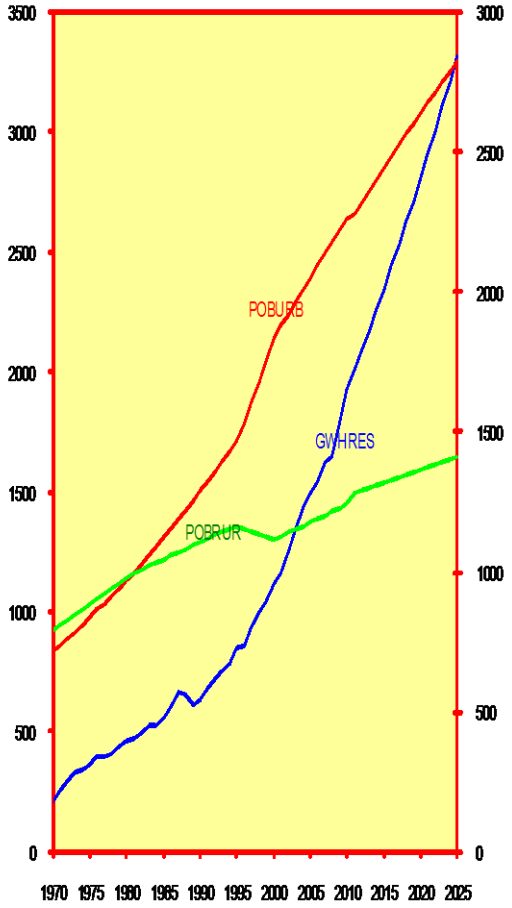
PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA
H0: β1= .. = βj = .. = βm = 0 vs H1: β1≠ .. ≠ βj ≠ .. ≠ βm ≠ 0

VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα > F)
STC	39	8375964	214768		
SEC	3	8347680	2782560	3542	1.6E-44
SRC	36	28284	786		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS

MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-66.5369	-44.0857	-55.3113	2	1	2%
-44.0857	-21.6345	-32.8601	7	4	11%
-21.6345	0.8167	-10.4089	7	10	35%
0.8167	23.2679	12.0423	18	13	67%
23.2679	45.7190	34.4935	5	9	90%
45.7190	68.1702	56.9446	0	3	98%
68.1702	90.6214	79.3958	1	1	100%
90.6214	113.0726	101.8470	0	0	100%
113.0726	135.5238	124.2982	0	0	100%
135.5238	157.9750	146.7494	0	0	100%





ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ
MODELOS DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE

REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR COMERCIAL

$$GWHCOM(T) = 0.9704 \times GWHCOM(T-1) + 0.1268 \times PIBCOM(T) - 15.6770 \times PRETOT(T) + 108.4737$$

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2010
FUTURO	2011	2025

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	40

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R^2)	0.9958
Coef. ajustado (R^2_{ADJ})	0.9954
Durbin-Watson (d)	2.3073
Jarque Bera (χ)	20.3977
Log likehood	-211.0625
Schwarz	10.9220

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	94%
Límite inferior (d_L)	1.3380
Límite superior (d_U)	1.6590
t-student ($t\alpha/2$)	1.9419
Fisher ($F\alpha$)	2.7010
Chi-cuadrado ($\chi^2\alpha$)	5.6268

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL
$H0: \beta j = 0$ vs $H1: \beta j \neq 0$

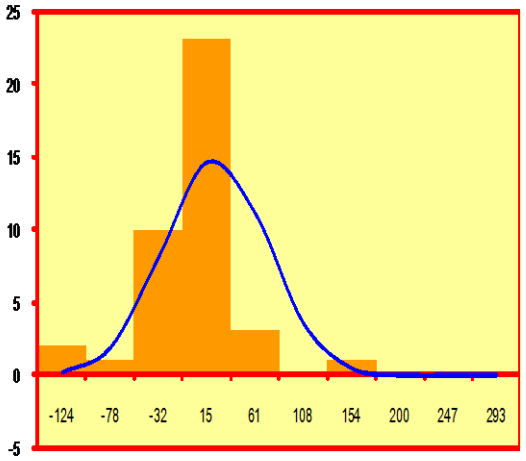
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(tα/2 >|t|)
CTE	36	108.4737	55.1580	1.9666	5.7E-02
PIBCOM	36	0.1268	0.0504	2.5154	1.6E-02
PRETOT	36	-15.6770	6.3094	-2.4847	1.8E-02
DESFASE	36	0.9704	0.0374	25.9276	6.9E-25

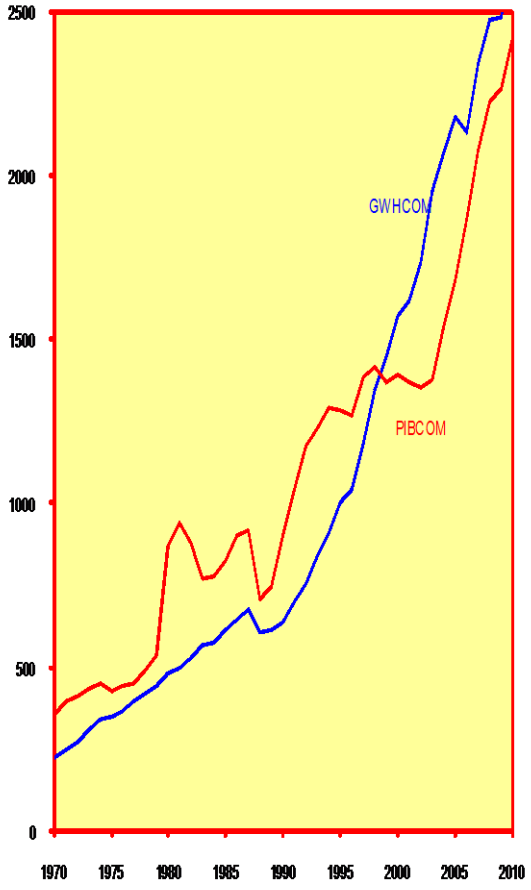
PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA
$H0: \beta 1 = .. = \beta j = .. = \beta m = 0$ vs $H1: \beta 1 \neq .. \neq \beta j \neq .. \neq \beta m \neq 0$

VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα >F)
STC	39	21209231	543826		
SEC	3	21119540	7039847	2826	9.1E-43
SRC	36	89691	2491		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS

MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-147.4311	-101.0734	-124.2523	2	0	0%
-101.0734	-54.7157	-77.8946	1	2	5%
-54.7157	-8.3580	-31.5368	10	8	26%
-8.3580	37.9998	14.8209	23	15	62%
37.9998	84.3575	61.1786	3	11	90%
84.3575	130.7152	107.5363	0	4	99%
130.7152	177.0729	153.8941	1	0	100%
177.0729	223.4307	200.2518	0	0	100%
223.4307	269.7884	246.6095	0	0	100%
269.7884	316.1461	292.9672	0	0	100%





C:Etesa\Gerencia ...\Pronósticos de Demanda\Ponosticos de Demanda 2011-24 \ Sin Ahorro...
ETESA-PLAN 2011
2011/03/03

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ
MODELOS DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE

REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR OFICIAL

$$GWHOFI(T) = 0.9132 \times GWHOFI(T-1) + 0.0072 \times PIBREA(T-1) - 7.1861$$

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2010
FUTURO	2011	2025

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	3
Observaciones (n)	40

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R^2)	0.9921
Coef. ajustado (R^2_{ADJ})	0.9917
Durbin-Watson (d)	1.8621
Jarque Bera (χ)	0.4561
Log likehood	-169.0230
Schwarz	8.7278

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	85%
Límite inferior (d_L)	1.3910
Límite superior (d_U)	1.6000
t-student (tα/2)	1.4701
Fisher (Fα)	1.9978
Chi-cuadrado ($\chi^2\alpha$)	3.7942

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL
H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0

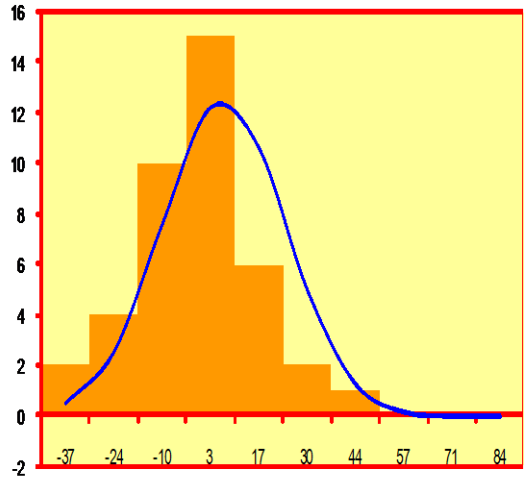
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(tα/2 > |t|)
CTE	37	7.1861	6.9651	1.0317	3.1E-01
PIBREA	37	0.0072	0.0029	2.5142	1.6E-02
DESFASE	37	0.9132	0.0406	22.5009	3.5E-23

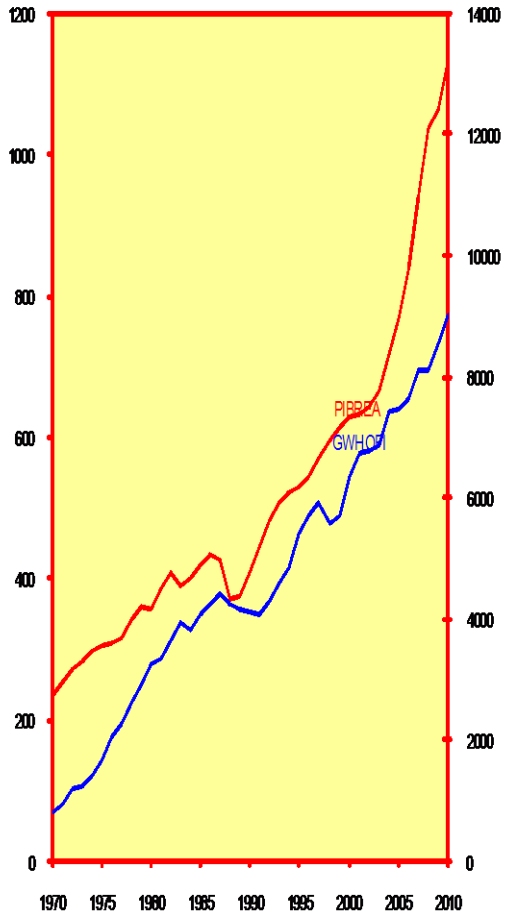
PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA
H0: β1 = .. = βj = .. = βm = 0 vs H1: β1 ≠ .. ≠ βj ≠ .. ≠ βm ≠ 0

VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα > F)
STC	39	1384029	35488		
SEC	2	1373067	686534	2317	1.3E-39
SRC	37	10962	296		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS

MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-44.0712	-30.5843	-37.3278	2	1	1%
-30.5843	-17.0975	-23.8409	4	3	8%
-17.0975	-3.6107	-10.3541	10	8	27%
-3.6107	9.8762	3.1327	15	12	57%
9.8762	23.3630	16.6196	6	11	84%
23.3630	36.8498	30.1064	2	5	96%
36.8498	50.3367	43.5932	1	1	100%
50.3367	63.8235	57.0801	0	0	100%
63.8235	77.3103	70.5569	0	0	100%
77.3103	90.7972	84.0537	0	0	100%





C:Etesa\Gerencia ...\Pronósticos de Demanda\Ponosticos de Demanda 2011-24 \ Sin Ahorro... ETESA-PLAN 2011
2011/03/03

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÈCTRICA S.A.
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ
MODELOS DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE

REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR INDUSTRIAL

$$GWHIND(T) = 0.5124 \times GWHIND(T-1) + 0.5107 \times PIBMAN(T) - 0.0141 \times PIBSUB(T) - 130.3493$$

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2010
FUTURO	2011	2025

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	40

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R^2)	0.9659
Coef. ajustado (R^2_{ADJ})	0.9631
Durbin-Watson (d)	1.6669
Jarque Bera (χ)	15.1181
Log likehood	-189.7605
Schwarz	9.8569

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	96%
Límite inferior (d_L)	1.3380
Límite superior (d_U)	1.6590
t-student ($t\alpha/2$)	2.1309
Fisher ($F\alpha$)	3.0700
Chi-cuadrado ($\chi^2\alpha$)	6.4378

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL
H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0

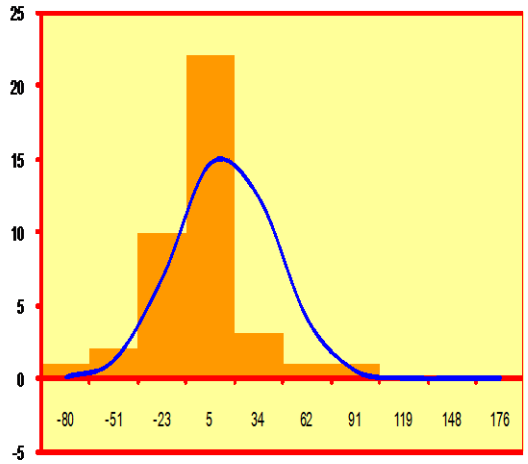
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(tα/2 > |t|)
CTE	36	-130.3493	32.7180	-3.9840	3.2E-04
PIBMAN	36	0.5107	0.1122	4.5515	5.9E-05
PIBSUB	36	0.0141	0.0045	3.1326	3.4E-03
DESFASE	36	0.5124	0.0908	5.6457	2.1E-06

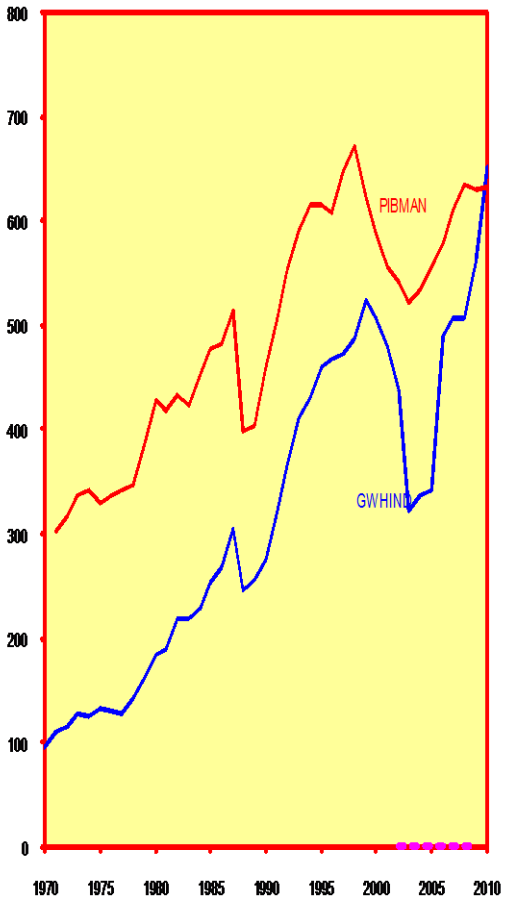
PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA
H0: β1 = .. = βj = .. = βm = 0 vs H1: β1 ≠ .. ≠ βj ≠ .. ≠ βm ≠ 0

VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα > F)
STC	39	907766	23276	340	1.8E-26
SEC	3	876850	292283		
SRC	36	30916	859		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS

MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-94.0777	-65.6440	-79.8609	1	0	0%
-65.6440	-37.2103	-51.4272	2	1	3%
-37.2103	-8.7766	-22.9935	10	7	21%
-8.7766	19.6571	5.4402	22	15	58%
19.6571	48.0908	33.8740	3	12	89%
48.0908	76.5245	62.3077	1	4	99%
76.5245	104.9582	90.7414	1	1	100%
104.9582	133.3919	119.1751	0	0	100%
133.3919	161.8256	147.6088	0	0	100%
161.8256	190.2593	176.0425	0	0	100%





PLAN DE EXPANSIÓN 2011-2025
PROYECCIONES DE DEMANDA

ANEXO I- 3
CUADROS SOPORTE Y DETALLE DE CÁLCULOS

No.	TITULO
1	INCREMENTO DE POBLACIÓN ASOCIADO A LOS TRABAJOS DE AMPLICACION DEL CANAL
2	INCREMENTO DE POBLACIÓN ASOCIADO AL TURISMO RESIDENCIAL
3	EDIFICIOS EN CONSTRUCCIÓN
4	ESCENARIO OPTIMISTA: IMPACTO POBLACIONAL POR AMPLIACION DEL CANAL + TURISMO RESIDENCIAL
5	INFLACIÓN, 1970-2006
6	PRONÓSTICO DEL PIB 2009, TENDENCIAL HISTÓRICO- (Millones de B/. 1996)
7	PIB ESTIMADO AL 2010, SEGÚN ESCENARIO, DIVISION Y ACTIVIDAD ECONOMICA (Millones de B/. 1996)
8	ESTIMADOS DE MONTOS Y VARIACIONES ANUALES DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO AÑOS 2010-2024
9	EMPALME DE BASES 1996 => 1982 PIB 2010-2024
10	ESTIMADOS DE MONTOS Y VARIACIONES ANUALES PRODUCTO INTERNO BRUTO DE LA ACTIVIDAD DE MANUFACTURA AÑOS 2010-2024
11	ESCENARIO BASE MODERADO
12	ESCENARIO ALTO OPTIMISTA
13	**ESCENARIO BAJO PESIMISTA**
14	RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN ESCENARIOS
15	ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA Y PROYECCIÓN LINEAL
16	PREMISAS DE PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA
17	PRECIOS EE - HISTORICOS
18	EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD
19	PROYECCION REAL DEL PRETOT
20	DEMANDA DE LA PROVINCIA DE BOCAS DEL TORO (CARGA INTEGRADA AL SIN) Años 2009 -2024
21	DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE (CARGA INTEGRADA AL SIN)
22	RESUMEN DE PRONOSTICOS DE DEMANDA
23	PARTICIPACION POR SECTOR - ESCENARIO MEDIO
24	PARTICIPACION POR SECTOR - ESCENARIO ALTO
25	PARTICIPACION POR SECTOR - ESCENARIO BAJO
26	DEMANDA MAXIMA DE GENERACION , POR PARTICIPANTE CONSUMIDOR Y POR BARRA. 2010-2024 (MW)

CUADRO No. 1

INCREMENTO DE POBLACIÓN ASOCIADO A LOS TRABAJOS DE AMPLICACION DEL CANAL

CASO: ESCENARIO MODERADO SUPUESTO: 3 INMIGRANTE INDIRECTO POR EMPLEADO EXTRANJERO					2 Familiares y 1 de otra actividad conexa
	EMPLEADOS ADICIONALES X AMPLIACION				
	TOTAL	**NACIONALES**	**EXTRANJEROS**	**INDIRECTOS**	**INMIGRANTES**
				3.00	**TOTALES**
2007	**746**	746			
2008	**2,237**	2,115	122	366	488
2009	**4,405**	4,257	148	444	592
2010	**5,630**	5,338	292	876	1,168
2011	**2,929**	2,674	255	765	1,020
2012	**1,559**	1,371	188	564	752
2013	**1,324**	1,116	208	624	832
2014	**667**	429	238	714	952
2008 - 2009	**3,321**	**3,186**	**135**	**405**	**540**
2010 - 2014	**2,422**	**2,186**	**236**	**709**	**945**

CASO ESCENARIO OPTIMISTA SUPUESTO: 5 INMIGRANTES INDIRECTOS POR EMPLEADO EXTRANJERO					2 Familiares y 3 de otra actividad conexa
	EMPLEADOS ADICIONALES X AMPLIACION				
	TOTAL	**NACIONALES**	**EXTRANJEROS**	**INDIRECTOS**	**INMIGRANTES**
				5.00	**TOTALES**
2007	**746**	746			
2008	**2,237**	2,115	122	610	732
2009	**4,405**	4,257	148	740	888
2010	**5,630**	5,338	292	1,460	1,752
2011	**2,929**	2,674	255	1,275	1,530
2012	**1,559**	1,371	188	940	1,128
2013	**1,324**	1,116	208	1,040	1,248
2014	**667**	429	238	1,190	1,428
2008 - 2009	**3,321**	**3,186**	**135**	**675**	**810**
2010 - 2014	**2,422**	**2,186**	**236**	**1,181**	**1,417**

CUADRO No. 2
INCREMENTO DE POBLACIÓN ASOCIADO AL TURISMO RESIDENCIAL

CASO DE IMPACTO MODERADO
SUPUESTO: OCUPACIÓN DE EDIFICIOS POR EXTRANJEROS AUMENTADO 10.00%

	TOTAL	Ocupación	Dueño	Acompañantes	INMIGRANTES
				1.00	TOTALES
2007	-				
2008	-				
2009	**23,947**	20%	7,982	7,982	15,965
2010	**35,921**	30%	11,974	11,974	23,947
2011	**47,895**	40%	15,965	15,965	31,930
2012	**59,869**	50%	19,956	19,956	39,912
2013	**71,842**	60%	23,947	23,947	47,895
2014	**83,816**	70%	27,939	27,939	55,877
2015	**95,790**	80%	31,930	31,930	63,860
2016	**107,764**	90%	35,921	35,921	71,842
2017	**119,737**	100%	39,912	39,912	79,825
2018	**119,737**	100%	39,912	39,912	79,825
2019	**119,737**	100%	39,912	39,912	79,825
2020	**119,737**	100%	39,912	39,912	79,825
2021	**119,737**	100%	39,912	39,912	79,825

CASO DE IMPACTO OPTIMISTA
SUPUESTO: OCUPACIÓN DE EDIFICIOS POR EXTRANJEROS AUMENTADO 25.00%

	TOTAL	Ocupación	Dueño	Acompañantes	INMIGRANTES
				3.00	TOTALES
2007	-				
2008	-				
2009	**55,877**	20%	7,982	23,947	31,930
2010	**125,724**	45%	17,961	53,882	71,842
2011	**195,571**	70%	27,939	83,816	111,755
2012	**265,418**	95%	37,917	113,751	151,667
2013	**279,387**	100%	39,912	119,737	159,650
2014	**279,387**	100%	39,912	119,737	159,650
2015	**279,387**	100%	39,912	119,737	159,650
2016	**279,387**	100%	39,912	119,737	159,650
2017	**279,387**	100%	39,912	119,737	159,650
2018	**279,387**	100%	39,912	119,737	159,650
2019	**279,387**	100%	39,912	119,737	159,650
2020	**279,387**	100%	39,912	119,737	159,650
2021	**279,387**	100%	39,912	119,737	159,650

CUADRO No. 3
EDIFICIOS EN CONSTRUCCIÓN

	GRUPO		EDIFICIO	# PISOS	# APARTAMENTOS RESIDENCIALES	Apartamentos por Piso
1	Olloqui de España		El Palacio de la Bahía-	97	333	3.43
2	The Trump Organization, y el Grupo K de Panamá		Trump Ocean Club International Hotel And Tower	65	223	
3			Ice Tower	104		
4	Grupo Mall	Los Faros de Panamá1		84	1,716	7.66
5		Los Faros de Panamá2		70		5.55
6		Los Faros de Panamá3		70		
7 - 10	4	más según Informe del MEF		82	1,819	
11 - 25	15	edificios en preventa a dic/2006		50	4,160	
26 -176	150	edificios de menor envergadura		30	24,961	
Chiriquí	Sin información cuantitativa, estimado asumiendo				5,000	
1	Boquete		1000	residencias		
2	Potrerillos			por lugar		
3	Las Lajas					
4	Volcán					
5	Cerro Punta					
Coclé			1000		1,000	
Bocas del Toro	A febrero/2006 se conoce de 500 a 700 casas en construcción				700	
RESIDENCIAS TOTALES					**39,912**	

metros altura

Altura media	290
Más alto	346

CUADRO No. 4

ESCENARIO OPTIMISTA: IMPACTO POBLACIONAL POR AMPLIACION DEL CANAL + TURISMO RESIDENCIAL

	POBRUR	POBRUX	POBRUY	POBTOT	POBURB	POBURX	POBURY
	Población rural	Población rural masculir	Población rural femenina	Población total	Población urbana	Población urbana mas	Población urbana femenina
	Miles de habitantes	Miles de habitantes	Miles de habitantes	Miles de habitantes	Miles de habitantes	Miles de habitantes	Miles de habitantes
	Fórmula	CELADE 1950-1999 & (	CELADE 1950-1999 & CGR 2000	Fórmula	Fórmula	CELADE 1950-1999 &	CELADE 1950-1999 & CGR 2000
1970	789.5	419.8	369.7	1506.3	716.8	349.1	367.7
1971	807.6	429.5	378.1	1547.3	739.7	360.0	379.6
1972	826.2	439.4	386.8	1589.5	763.3	371.3	391.9
1973	845.2	449.6	395.6	1632.8	787.6	383.0	404.6
1974	864.7	460.0	404.7	1677.4	812.7	395.0	417.7
1975	884.6	470.6	414.0	1723.2	838.6	407.4	431.2
1976	902.9	480.3	422.5	1766.2	863.3	419.2	444.2
1977	921.5	490.3	431.2	1810.3	888.8	431.3	457.5
1978	940.6	500.5	440.1	1855.6	915.0	443.8	471.2
1979	960.1	510.8	449.2	1902.0	942.0	456.7	485.3
1980	979.9	521.4	458.5	1949.7	969.8	469.9	499.9
1981	992.8	528.2	464.6	1991.1	998.4	483.9	514.5
1982	1005.8	535.0	470.8	2033.6	1027.8	498.3	529.5
1983	1019.0	541.9	477.1	2077.1	1058.1	513.1	545.0
1984	1032.4	548.9	483.5	2121.7	1089.3	528.4	560.9
1985	1046.0	556.0	490.0	2167.4	1121.4	544.1	577.3
1986	1058.3	562.4	495.9	2211.3	1153.0	559.5	593.5
1987	1070.7	568.9	501.8	2256.2	1185.5	575.4	610.2
1988	1083.3	575.4	507.8	2302.2	1219.0	591.7	627.3
1989	1096.0	582.1	513.9	2349.3	1253.3	608.5	644.9
1990	1108.9	588.8	520.1	2397.5	1288.7	625.7	663.0
1991	1119.9	594.5	525.4	2442.2	1322.3	642.2	680.1
1992	1131.1	600.3	530.8	2487.9	1356.8	659.0	697.8
1993	1142.4	606.1	536.3	2534.5	1392.2	676.3	715.9
1994	1153.8	611.9	541.8	2582.2	1428.5	694.1	734.4
1995	1165.3	617.9	547.4	2631.0	1465.8	712.3	753.5
1996	1154.8	611.7	543.1	2687.8	1533.0	746.5	786.4
1997	1144.4	605.6	538.7	2747.7	1603.3	782.4	820.9
1998	1134.1	599.6	534.5	2810.9	1676.8	820.1	856.8
1999	1123.9	593.7	530.2	2877.7	1753.8	859.5	894.3
2000	1113.8	587.8	526.0	2948.0	1834.2	900.8	933.4
2001	1126.4	593.6	532.8	3004.0	1877.6	923.0	954.6
2002	1139.2	599.6	539.6	3060.1	1920.9	945.1	975.8
2003	1152.0	605.5	546.5	3116.3	1964.2	967.3	996.9
2004	1164.8	611.4	553.4	3172.4	2007.6	989.5	1018.1
2005	1177.2	617.0	560.2	3228.2	2051.0	1011.7	1039.3
2006	1189.8	622.7	567.1	3281.5	2091.7	1032.4	1059.3
	36%	1.07%		1.65%	64%	1.98%	
R^2	**0.921**	0.907	0.934		**0.994**	0.993	0.995

Pronóstico de Población Rural y Urbana, con base en la correlación de dichas poblaciones, respecto a la evolución de población total

	RURAL	NACIONALES F: CELADE&Contraloría	AMPLIACION 0	TURIS.RESID 20%	TOTAL	URBANO	Nacionales F: CELADE&Contraloría	AMPLIACION 100% Remanente 20%	TURIS.RESID 80%	TASAS OTIMISTAS
2007	1,249	1,249			**3,336**	2,087	2,087			1.65%
2008	1,260	1,260			**3,392**	2,131	2,131	0.73		1.67%
2009	1,278	1,272	0	6.4	**3,480**	2,201	2,175	0.89	25.5	2.60%
2010	1,297	1,282	0	14.4	**3,572**	2,275	2,216	1.75	57.5	2.65%
2011	1,316	1,293	0	22.4	**3,664**	2,348	2,257	1.53	89.4	2.58%
2012	1,335	1,304	0	30.3	**3,757**	2,422	2,300	1.13	121.3	2.53%
2013	1,347	1,315	0	31.9	**3,819**	2,471	2,342	1.25	127.7	1.65%
2014	1,359	1,327	0	31.9	**3,874**	2,515	2,386	1.43	127.7	1.44%
2015	1,369	1,337	0	31.9	**3,922**	2,553	2,425	0.29	127.7	1.25%
2016	1,379	1,347	0	31.9	**3,973**	2,593	2,465	0.29	127.7	1.28%
2017	1,390	1,358	0	31.9	**4,024**	2,634	2,506	0.29	127.7	1.29%
2018	1,401	1,369	0	31.9	**4,075**	2,675	2,547	0.29	127.7	1.29%
2019	1,411	1,380	0	31.9	**4,128**	2,716	2,588	0.29	127.7	1.29%
2020	1,421	1,389	0	31.9	**4,175**	2,754	2,626	0.29	127.7	1.14%
2021	1,431	1,399	0	31.9	**4,222.3**	2,791	2,663	0.29	127.7	1.14%
	31.93				159.94	128.01				
	34%					66%				
Tasa anual acumulativa										
2007-2010	1.27%	0.89%			2.31%	2.92%	2.02%			
2011-2015	1.00%	0.83%			1.72%	2.11%	1.81%			
2016-2021	0.74%	0.75%			1.23%	1.48%	1.56%			
2007-2021	0.98%	0.81%			1.70%	2.10%	1.76%			

PROYECCION DE POBLACION TOTAL POR AÑO CALENDARIO,

SEGÚN CUATRO HIPOTESIS DE CRECIMIENTO

PERIODO 2010 2010- 20

AÑO	HIPOTESIS CONSTANTE	HIPOTESIS ALTA	HIPOTESIS MEDIA RECOMENDADA	HIPOTESIS BAJA
2008	3,416,857	3,411,824	3,395,346	3,334,025
2009	3,476,769	3,470,579	3,450,349	3,377,061
2010	3,537,001	3,529,465	3,504,483	3,418,879
2011	3,597,531	3,588,472	3,557,687	3,459,293
2012	3,658,350	3,647,614	3,610,165	3,498,320
2013	3,719,492	3,706,905	3,662,009	3,536,241
2014	3,780,990	3,766,358	3,713,312	3,573,335
2015	3,842,879	3,825,988	3,764,166	3,609,880
2016	3,905,202	3,885,883	3,814,672	3,646,069
2017	3,967,938	3,946,035	3,864,769	3,681,715
2018	4,031,019	4,006,310	3,914,304	3,716,531
2019	4,094,830	4,066,574	3,963,127	3,750,228
2020	4,157,955	4,126,696	4,011,084	3,782,520
2021	4,221,696	4,186,678	4,058,181	3,813,488
2022	4,285,646	4,246,610	4,104,519	3,843,324
2023	4,349,878	4,306,486	4,150,091	3,871,905
2024	4,414,465	4,366,300	4,194,889	3,899,108
2025	4,479,480	4,426,047	4,238,907	3,924,809
TASA	1.587%	1.521%	1.276%	0.924%

Nota. Extracto del proyeccion de Poblacion Total, Cuadro No. 19
ESTIMACIONES Y PROYECCIONES DE LA POBLACION TOTAL,
DEL PAIS, POR SEXO Y EDAD, AÑOS 1950 - 2050
INEC, BOLETIN No. 7

TASA(2010-2014)	1.682%	1.637%	1.458%	1.111%
TASA(2015-2020)	1.589%	1.525%	1.279%	0.939%
TASA(2021-2025)	1.493%	1.400%	1.095%	0.722%

VARIACION DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION TOTAL POR AÑO CALENDARIO,

SEGÚN CUATRO HIPOTESIS DE CRECIMIENTO

PERIODO 2010 2010- 20

AÑO	HIPOTESIS CONSTANTE	HIPOTESIS ALTA	HIPOTESIS MEDIA RECOMENDADA	HIPOTESIS BAJA
2008				
2009	1.753%	1.722%	1.620%	1.291%
2010	1.732%	2.293%	1.569%	-0.912%
2011	1.711%	1.672%	1.518%	1.182%
2012	1.691%	1.648%	1.475%	1.128%
2013	1.671%	1.625%	1.436%	1.084%
2014	1.653%	1.604%	1.401%	1.049%
2015	1.637%	1.583%	1.370%	1.023%
2016	1.622%	1.565%	1.342%	1.002%
2017	1.606%	1.548%	1.313%	0.978%
2018	1.590%	1.527%	1.282%	0.946%
2019	1.583%	1.504%	1.247%	0.907%
2020	1.542%	1.478%	1.210%	0.861%
2021	1.533%	1.454%	1.174%	0.819%
2022	1.515%	1.431%	1.142%	0.782%
2023	1.499%	1.410%	1.110%	0.744%
2024	1.485%	1.389%	1.079%	0.703%
2025	1.473%	1.368%	1.049%	0.659%
TASA	-1.077%	-3.383%	-2.646%	#¡NUM!

CUADRO No. 5

INFLACIÓN, 1970-2006

AÑOS	IPCPAN IPC anual de Panamá (1987 = 100) 1987 = 100 Fórmula	INFPAN Inflación de Panamá % COPE 1971-2002
1970	42.2	
1971	43.0	2.0
1972	45.4	5.6
1973	48.5	6.9
1974	56.9	17.3
1975	60.0	5.5
1976	62.4	4.0
1977	65.4	4.8
1978	68.3	4.4
1979	73.8	8.0
1980	84.3	14.2
1981	90.6	7.5
1982	94.5	4.3
1983	96.6	2.2
1984	98.2	1.7
1985	99.1	0.9
1986	99.1	0.0
1987	100.0	0.9
1988	100.5	0.5
1989	100.6	0.1
1990	101.4	0.8
1991	102.7	1.3
1992	104.5	1.8
1993	105.0	0.5
1994	106.4	1.3
1995	107.4	0.9
1996	108.8	1.3
1997	110.1	1.2
1998	110.8	0.6
1999	112.4	1.4
2000	114.1	1.5
2001	114.4	0.3
2002	115.8	1.2
2003	117.7	1.6
2004	119.4	1.4
2005	122.8	2.9
2006	125.8	2.5
2007	134.0	6.5
2008	145.7	8.7
2009	149.3	2.5
2010 (P)	154.3	3.4

1990-2007	2.1%	
1990-2000	1.2%	
1997-2009	2.6%	
2002-2009	3.7%	
2005-2009	4.6%	4.6

PRONOSTICO DEL PIB TENDENCIAL HISTORICO

(Millones de balboas de 1996)

CUADRO No.

PRONÓSTICO DEL PIB 2008, TENDENCIAL HISTÓRICO- (Millones de B/. 1996)

GRAN DIVISIÓN ECONÓMICA	BASE HISTÓRICA						Revision	Preliminar		ESTIMACIONES 2010					
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	E1		E2		E3	
										TENDENCIAL 2001-2009		PROMEDIO DE CAMBIO DE últimos 3 años2006-08		PROMEDIO DE CAMBIO DE últimos 2 años2007-08	
1. Agricultura, silvicultura y caza	588.3	565.2	581.1	592.9	621.6	670.6	688.8	719.5	653.3	699.0		647.6	-0.9%	636.2	-2.6%
2. Pesca	261.0	312.3	377.8	379.0	375.4	368.5	356.2	412.2	397.0	412.6		407.0	2.5%	419.1	5.6%
3. Explotación de canteras	75.6	89.3	120.9	136.0	136.1	159.5	197.8	259.0	270.4	258.2		322.4	19.2%	316.2	16.9%
Subtotal Sector Primario	**924.9**	**966.8**	**1079.8**	**1107.9**	**1133.1**	**1198.6**	**1242.8**	**1390.7**	**1320.7**	**1,369.8**	**-1.5%**	**1,377**	**4.3%**	**1,372**	**3.8%**
4. Industria Manufacturera	1,026.3	999.4	965.4	985.5	1,026.9	1,066.7	1,126.7	1,170.9	1,165.7	**1,157.7**		1,200.7	3.0%	1,185.7	1.7%
5. Electricidad, gas y agua	357.0	381.5	387.0	410.6	433.4	447.6	484.3	502.9	540.8	527.1		576.0	6.5%	571.5	5.7%
6. Construcción	394.1	365.4	491.0	561.6	566.8	671.2	819.3	1,075.0	1,124.7	1,062.2		1,335.9	18.8%	1,317.8	17.2%
7. Transporte, almacenamiento y comunicaciones	1,767.5	1,803.2	1,999.0	2,296.3	2,567.9	2,920.9	3,417.5	3,945.8	4,206.3	4,079.0		4,750.0	12.9%	4,666.6	10.9%
Subtotal Sector Secundario y de Infraestructura	**3544.9**	**3549.5**	**3,842.4**	**4254.0**	**4595.0**	**5106.4**	**5847.8**	**6694.6**	**7037.5**	**6,825.9**	**2.0%**	**7,863**	**11.7%**	**7,741**	**10.0%**
8. Comercio al por mayor y al por menor	1,703.5	1,668.1	1,686.8	1,881.9	2,047.4	2,274.0	2,517.7	2,695.2	2,737.4	2,752.7		2,912.0	6.4%	2,854.3	4.3%
9. Hoteles y Restaurantes	259.2	277.4	306.2	347.6	386.1	433.2	494.9	535.9	549.7	558.9		595.1	8.3%	579.3	5.4%
10. Intermediación Financiera	1,090.4	1,011.9	939.4	887.0	1,032.4	1,187.1	1,414.7	1,614.6	1,604.6	1,539.1		1,774.2	10.6%	1,708.9	6.5%
11. Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	690.5	717.5	753.9	834.9	899.0	947.4	1,039.8	1,076.7	1,045.7	1,101.7		1,080.7	3.3%	1,048.7	0.3%
12. Enseñanza Privada	82.4	84.8	88.7	92.8	96.9	105.9	113.4	121.8	134.7	127.9		145.9	8.3%	146.8	9.0%
Menos: Servicio de intermediación financiera	-369.0	-288.2	-300.2	-262.5	-289.0	-374.3	-379.8	-403.9	-430.4	-401.7		-450.9	4.8%	-458.2	6.5%
Subtotal Sector Terciario (comercial y financiero)	**3457**	**3471.5**	**3474.8**	**3781.7**	**4172.8**	**4573.3**	**5200.7**	**5640.3**	**5641.7**	**5,678.6**	**0.7%**	**6,057**	**7.4%**	**5,880**	**4.2%**
13. Actividades de servicio sociales y de salud privada	111.9	118.7	122.9	129.5	134.3	137.8	155.6	163.9	168.8	167.3	2.1%	180.6	7.0%	175.8	4.2%
14. Otras actividades comunitarias, sociales y personales	368.9	388.4	394.8	410.3	426.8	448.4	513.1	548.3	571.9	556.7	1.5%	620.2	8.4%	603.8	5.6%
15. Productores de servicios gubernamentales	1,128.9	1,171.3	1,188.0	1,217.0	1,208.3	1231.8	1272.7	1321.0	1353.3	1,334.5	1.0%	1,396.4	3.2%	1,395.5	3.1%
Construcción	25.8	24.6	25.7	27.0	27.8	32.8	37.9	45.3	45.6	43.9	-3.0%	50.9	11.6%	50.0	9.7%
Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	1,103.9	1,150.0	1,201.7	1,268.2	1,358.4	1453.9	1568.0	1718.9	1874.3	1,791.3	4.2%	2,039.9	8.8%	2,049.2	9.3%
Hogares privados con servicio doméstico	84.3	93.1	95.1	102.7	104.5	111.3	112.6	114.7	113.6	118.6	3.4%	114.4	0.7%	114.1	0.4%
16. Productores de servicios domésticos	1,214.0	1,267.7	1,322.5	1,397.9	1,490.7	1598.0	1718.5	1878.9	2033.5	1,953.8	4.0%	2205.2	8.4%	2213.3	8.8%
Subtotal Sector Terciario (oficial y personal)	**2823.7**	**2946.1**	**3028.2**	**3154.7**	**3260.1**	**3416**	**3659.9**	**3912.1**	**4127.5**	**4,012.3**	**2.6%**	**4402.4**	**6.7%**	**4,388**	**6.3%**
Más: Derechos de importancia e ITBM	208.9	211.5	198.2	207.9	228.7	285.3	349.4	365.0	346.2	359.4		369.3	1.2%	344.6	-0.5%
Más: ITBM que graba las compras de los hogares	139.7	136.7	139.2	170.7	191.8	254.5	302.4	330.3	356.6	348.6		399.0	20.8%	387.2	8.6%
Más: Otros impuestos a los productores	397.1	460.8	465.6	500.0	539.5	562.0	639.5	650.0	672.2	681.5		713.5	9.8%	689.2	2.5%
Menos: Subvenciones a los productos	-60.0	-51.8	-45.4	-77.7	-79.8	-157.5	-158.1	-170.0	-124.0	-163.8		-114.5	-32.6%	-109.8	-11.4%
Subtotal Impuestos y transferencias	**685.7**	**757.2**	**757.6**	**800.9**	**880.2**	**944.3**	**1,133.2**	**1,175.3**	**1,251.0**	**1,225.7**	**4.3%**	**1,367.3**	**9.3%**	**1,311.2**	**4.8%**
Producto Interno Bruto Real	**11,436.2**	**11,691.1**	**12,182.8**	**13,099.2**	**14,041.2**	**15,238.6**	**17,084.4**	**18,812.9**	**19,378.3**	**19,112.4**		**21,066**		**20,692**	
TASA DE CRECIMIENTO ANUAL		2.23%	4.21%	7.52%	7.19%	8.53%	12.11%	10.12%	3.01%	**-1.37%**		**8.71%**		**6.78%**	

FUENTE: **Dirección de Estadisticas y Censo, Panamá en Cifras 2002-06**

PRONOSTICO DEL PIB TENDENCIAL HISTORICO

(Millones de balboas de 1996)

E4 AJUSTADO estructuras base E2			E5 AJUSTADO estructuras base E2	
636.2	-2.6%		625.2	
419.1	5.6%		411.8	
316.2	16.9%		310.7	
1,372	**3.8%**		**1,348**	
1,191.1	2.2%	0.0046	1,170.4	
571.5	5.7%		561.6	
1,317.8	17.2%		1,294.9	
4,483.2	6.6%	-0.0393	4,405.3	
7,563	**7.5%**		**7,432**	
2,854.3	4.3%		2,804.8	
579.3	5.4%		569.3	
1,845.6	15.0%	1.08	1,813.6	
1,048.7	0.3%		1,030.5	
146.8	9.0%		144.3	
-458.2	6.5%		- 450.2	
6,017	**6.6%**		**5,912**	
175.8	4.2%		172.8	
597.7	4.5%	0.99	587.4	
1,465.3	8.3%	1.05	1,439.8	
50.0	9.7%		49.1	
2,049.2	9.3%		2,013.6	
114.1	0.4%		112.1	
2,213.3	8.8%		2,174.9	
4,452	**7.9%**		**4,375**	
344.6	-0.5%		338.6	
387.2	8.6%		380.5	
689.2	2.5%		677.2	
-109.8	-11.4%		-107.9	
1,311.2	4.8%		**1,288.4**	
20,715.0			**20,355.4**	**20,355.4**
6.90%			**5.04%**	

4.90% <--- Tasa promedio de consultas.
2.00% <--- Diferencia

TASAS DE CRECIMIENTO								CAMBIO PROMEDIO				
2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	**Promedio**	**Promedio últimos 5 años**	**Promedio últimos 4 años**	**Promedio últimos 3 años**	**Promedio últimos 2 años**
-3.9%	2.8%	2.0%	4.8%	7.9%	2.7%	4.5%	-9.2%	1.5%	2.0%	1.3%	-0.9%	-2.6%
19.7%	21.0%	0.3%	-0.9%	-1.8%	-3.3%	15.7%	-3.7%	6.2%	0.9%	1.4%	2.5%	5.6%
18.1%	35.4%	12.5%	0.1%	17.2%	22.7%	30.9%	4.4%	20.0%	14.7%	18.7%	19.2%	16.9%
4.5%	**11.7%**	**2.6%**	**2.3%**	**5.8%**	**3.7%**	**11.9%**	**-5.0%**	**5.2%**	**3.6%**	**3.9%**	**3.3%**	**3.1%**
-2.6%	-3.4%	2.1%	4.2%	3.9%	5.6%	3.9%	-0.4%	1.8%	3.4%	3.2%	3.0%	1.7%
6.9%	1.4%	6.1%	5.6%	3.3%	9.2%	3.8%	7.5%	6.1%	5.7%	5.7%	6.5%	5.7%
-7.3%	34.4%	14.4%	0.9%	18.4%	20.5%	31.2%	4.6%	16.2%	14.9%	18.7%	18.8%	17.2%
2.0%	10.9%	14.9%	11.8%	13.7%	17.3%	15.5%	6.6%	13.2%	12.9%	13.1%	12.9%	10.9%
0.1%	**8.3%**	**10.7%**	**8.0%**	**11.1%**	**14.5%**	**14.5%**	**5.1%**	**10.3%**	**10.6%**	**11.2%**	**11.3%**	**9.7%**
-2.1%	1.1%	11.6%	8.8%	11.1%	8.4%	7.1%	1.6%	7.0%	7.8%	7.5%	6.4%	4.3%
7.0%	10.4%	13.5%	11.1%	12.2%	14.0%	8.3%	2.6%	11.3%	9.6%	9.2%	8.3%	5.4%
-7.2%	-7.2%	-5.6%	16.4%	15.0%	19.3%	14.1%	-0.6%	5.7%	12.6%	11.7%	10.6%	6.5%
3.9%	5.1%	10.7%	7.7%	5.4%	7.2%	3.5%	-2.9%	6.1%	4.6%	3.9%	3.3%	0.3%
2.9%	4.6%	4.6%	4.4%	9.3%	5.9%	7.4%	10.6%	7.3%	7.7%	8.6%	8.3%	9.0%
-21.9%	4.2%	-12.6%	10.1%	29.5%	1.4%	6.3%	6.6%	2.2%	10.4%	10.5%	4.8%	6.5%
0.4%	**0.1%**	**8.8%**	**10.3%**	**9.6%**	**13.7%**	**8.5%**	**0.0%**	**7.2%**	**8.3%**	**7.8%**	**7.2%**	**4.2%**
6.1%	3.5%	5.4%	3.7%	2.6%	12.9%	5.3%	3.0%	6.0%	5.4%	5.9%	7.0%	4.2%
5.3%	1.6%	3.9%	4.0%	5.1%	14.4%	6.9%	4.3%	6.5%	6.9%	7.6%	8.4%	5.6%
3.8%	1.4%	2.4%	-0.7%	1.9%	3.3%	3.8%	2.4%	2.6%	2.1%	2.9%	3.2%	3.1%
-4.7%	4.5%	5.1%	3.0%	18.0%	15.5%	19.5%	0.7%	8.5%	11.1%	13.2%	11.6%	9.7%
4.2%	4.5%	5.5%	7.1%	7.0%	7.8%	9.6%	9.0%	7.9%	8.1%	8.4%	8.8%	9.3%
10.4%	2.1%	8.0%	1.8%	6.5%	1.2%	1.9%	-1.0%	4.4%	2.0%	2.1%	0.7%	0.4%
4.4%	4.3%	5.7%	6.6%	7.2%	7.5%	9.3%	8.2%	7.6%	7.8%	8.1%	8.4%	8.8%
4.3%	**2.8%**	**4.2%**	**3.3%**	**4.8%**	**7.1%**	**6.9%**	**5.5%**	**5.6%**	**5.5%**	**6.1%**	**6.5%**	**6.2%**
1.2%	-6.3%	4.9%	10.0%	24.7%	22.5%	4.5%	-5.2%	7.5%	10.7%	10.9%	6.7%	-0.5%
-2.1%	1.8%	22.6%	12.4%	32.7%	18.8%	9.2%	8.0%	14.3%	15.9%	16.8%	11.9%	8.6%
16.0%	1.0%	7.4%	7.9%	4.2%	13.8%	1.6%	3.4%	7.8%	6.1%	5.7%	6.2%	2.5%
-13.7%	-12.4%	71.1%	2.7%	97.4%	0.4%	7.5%	-27.1%	10.9%	9.8%	11.6%	-7.7%	-11.4%
10.4%	**0.1%**	**5.7%**	**9.9%**	**7.3%**	**20.0%**	**3.7%**	**6.4%**	**9.0%**	**9.3%**	**9.2%**	**9.8%**	**5.1%**
2.2%	**4.2%**	**7.5%**	**7.2%**	**8.5%**	**12.1%**	**10.1%**	**3.0%**	**7.8%**	**8.1%**	**8.4%**	**8.3%**	**6.5%**

ESCENARIOS DE VARIACION DEL PIB EN EL 2011

SEGÚN ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION ECONOMICA y VARIACION ESTRUCTURAL HISTORICA

(En millones de dólares de 1996)

GRAN DIVISION ECONOMICA	AÑO 2010		VARIACION ANUAL AÑO 2011 BASADA EN LA TASA ACUMULADA ANUAL DE REFERENCIA (1)								
			ESCENARIO OPTIMISTA			ESCENARIO MODERADO			ESCENARIO PESIMISTA		
	ESTRUCTURA AJUSTADA (*) AÑO 2010 (%)	MONTO ESTRUCTURAL	MONTO ESTRUCTURAL AJUSTADO	TASA AJUSTADA	Observacion	MONTO ESTRUCTURAL AJUSTADO	TASA AJUSTADA	Observacion	MONTO ESTRUCTURAL AJUSTADO	TASA AJUSTADA	Observacion
1. Agricultura, silvicultura y caza	3.18%	657.9	664.4	0.98%	Sostenido	652.6	-0.81%	Sostenido	643.1	-2.26%	Desaceleracion en 90%
2. Pesca (2)	1.58%	327.2	334.0	2.08%	Cambio de tendencia	333.8	2.02%	Desacelera	331.3	1.25%	Desacelerado en 90%
3. Explotación de canteras	1.46%	302.2	357.0	18.14%	Crecimiento sostenido	357.0	18.12%	Sostenido	340.7	12.73%	Desacelerado en 75%
Subtotal Sector Primario	**6.2%**	**1,287.3**	**1,355.4**	**5.3%**		**1,343.4**	**4.4%**		**1,315.0**	**2.2%**	
4. Industria Manufacturera	5.65%	1169.5	1184.5	1.29%	Desaceleracion en 25%	1190.1	1.76%	Desacelera	1181.9	1.06%	Desaceleracion en 80%
5. Electricidad, gas y agua	2.77%	573.3	603.5	5.26%	Sostenido	604.1	5.37%	Desaceleracion en 80%	596.8	4.10%	Desaceleracion en 60%
6. Construcción	5.89%	1219.3	1,397.3	14.60%	Desaceleracion en 50%	1,410.2	15.66%	Desaceleracion en 65%	1,376.7	12.91%	Desaceleracion en 75%
7. Transporte, almacenamiento y comunicaciones	23.43%	4847.9	5,421.6	11.83%	Desaceleracion en 25%	5,369.4	10.76%	Desaceleracion en 40%	5,242.5	8.14%	Desaceleracion en 95%
Subtotal Sector Secundario y de infraestructura	**37.7%**	**7,810.0**	**8,606.9**	**10.2%**		**8,573.8**	**9.8%**		**8,398.0**	**7.5%**	
8. Comercio al por mayor y al por menor	14.14%	2925.1	3,103.4	6.10%	Desaceleracion en 60%	3,057.1	4.51%	Desaceleracion en 80%	3,013.6	3.02%	Desaceleracion en 90%
9. Hoteles y Restaurantes	2.90%	599.1	659.7	10.12%	Desaceleracion en 70%	633.3	5.72%	Desaceleracion en 80%	622.3	3.88%	Desaceleracion en 90%
10. Intermediación Financiera	7.93%	1640.0	1,719.6	4.85%	Desaceleracion en 50%	1,753.3	6.91%	Desaceleracion en 70%	1,717.6	4.73%	Desaceleracion en 80%
11. Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	5.34%	1105.6	1,163.7	5.26%	Desaceleracion en 70%	1,108.0	0.22%	Desaceleracion en 70%	1,105.2	-0.04%	Desaceleracion en 85%
12. Enseñanza Privada	0.69%	141.8	150.8	6.34%	Desaceleracion en 20%	155.4	9.58%	Desaceleracion en 70%	151.2	6.64%	Desaceleracion en 60%
Menos: Servicio de intermediación financiera	-2.16%	-447.6	-466.9	4.32%	Sostenido	-468.5	4.68%	Sostenido	-468.6	4.70%	Desaceleracion en 25%
Subtotal Sector Terciario (comercial y financiero)	**28.8%**	**5,963.9**	**6,330.2**	**6.1%**		**6,238.5**	**4.6%**		**6,141.2**	**3.0%**	
13. Actividades de servicio sociales y de salud privada	0.84%	174.0	185.4	6.55%	Desaceleracion en 50%	181.7	4.39%	Desaceleracion en 75%	179.1	2.93%	Desaceleracion en 75%
14. Otras actividades comunitarias, sociales y personales	2.96%	613.1	647.4	5.59%	Desaceleracion en 50%	649.4	5.91%	Desaceleracion en 50%	637.8	4.02%	Desaceleracion en 50%
15. Productores de servicios gubernamentales	6.68%	1381.9	1,409.8	2.02%	Sostenido	1,427.1	3.27%	Sostenido	1,411.5	2.14%	Sostenido
Construcción	0.23%	47.1	50.9	8.02%	Desaceleracion en 50%	51.9	10.34%	Desaceleracion en 50%	50.5	7.18%	Desaceleracion en 75%
Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	9.59%	1985.3	2,121.9	6.88%	Desaceleracion en 25%	2,182.9	9.95%	Desaceleracion en 50%	2,122.3	6.91%	Desaceleracion en 80%
Hogares privados con servicio doméstico	0.57%	117.6	118.0	2.10%	Desaceleracion en 50%	118.1	0.39%	Desaceleracion en 50%	117.7	0.09%	Desaceleracion en 75%
16. Productores de servicios domésticos	10.39%	2150.0	2290.7	6.54%		2352.9	9.44%		2290.5	6.54%	
Subtotal Sector Terciario (oficial y personal)	**20.9%**	**4,319.0**	**4,533.3**	**5.0%**		**4,611.1**	**6.8%**		**4,518.9**	**4.6%**	
Más: Derechos de importancion e ITBM	1.86%	385.3	410.5	6.53%	Desaceleracion en 20%	431.9	12.08%	Desaceleracion en 25%	417.8	8.42%	Desaceleracion en 25%
Más: ITBM que graba las compras de los hogares	1.79%	371.4	419.3	12.89%	Desaceleracion en 20%	387.7	4.39%	Desaceleracion en 25%	382.3	2.93%	Desaceleracion en 25%
Más: Otros impuestos a los productores	3.46%	715.4	764.3	6.84%	Desaceleracion en 20%	764.3	6.83%	Desaceleracion en 25%	748.9	4.68%	Desaceleracion en 25%
Menos: Subvenciones a los productos	-0.77%	-159.9	-175.5	9.74%	Desaceleracion en 20%	-209.7	31.09%	Desaceleracion en 25%	-195.1	21.98%	Desaceleracion en 25%
Subtotal Impuestos y transferencias	**6.3%**	**1,312.2**	**1,418.7**	**8.1%**	Desaceleracion en 40%	**1,374.2**	**4.7%**	Desaceleracion en 50%	**1,353.9**	**3.17%**	Desaceleracion en 60%
Producto Interno Bruto Real	**100.00%**	**20,692.5**	**22,244.4**	**7.50%**		**22,141.0**	**7.00%**		**21,727.1**	**5.00%**	

NOTA : (1) Se utiliza la Variación Estructural Promedio Histórica 2007-2009, con el fin de respetar la tendencia da las actividades economicas, para tener una bases sustentable que refleje el cambio en la tendencia economica mas fielmente el comportamiento estructural del crecimiento sostenido de las diversas actividades economicas que componen la actividad económica.

(2) Se incorporan los cambios porcentuales a cada actividad, como efecto desacelerador de la actividad, que refleje el estimado esperado para cada rubro, de manera que se alcancen los valores de crecimiento anual estimado para cada escenario.

FUENTE: Elaboración propia con base en la información editada por la Contraloría general de la republica, Dirección de Estadísticas y Censo, Panamá en Cifras 2000-08 y otras publicaciones pertinentes

ESTIMADOS DE MONTOS Y VARIACIONES ANUALES DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO
DURANTE EL PERIODO DE EVALUACION DEL PESIN 2011-2025
EN CONSIDERACION AL PIB ESTIMADO DE 2010
A precios de 1996

AÑOS		Producto Interno Bruto 2010 de 6.78% (2) ESCENARIO MODERADO (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)	ESCENARIO OPTIMISTA (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)	ESCENARIO PESIMISTA (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)
2005		14,041.2					
2006	REAL	15,238.6	8.53%	15,238.6	8.53%	15,238.6	8.53%
2007		17,084.4	12.11%	17,084.4	12.11%	17,084.4	12.11%
2008		18,812.8	10.12%	18,812.8	10.12%	18,812.8	10.12%
2009	PREELIMINAR	19,378.5	3.01%	19,378.5	3.01%	19,378.5	3.01%
2010	ESTIMADO	20,692.5	6.78%	20,692.5	6.78%	20,692.5	6.78%
2011		22,141.0	7.00%	22,244.4	7.50%	21,727.1	5.00%
2012		23,554.3	6.38%	24,246.4	9.00%	22,704.8	4.50%
2013		24,779.1	5.20%	25,943.7	7.00%	23,567.6	3.80%
2014		26,210.1	5.78%	27,733.8	6.90%	24,628.2	4.50%
2015		27,938.5	6.59%	29,835.6	7.58%	26,089.2	5.93%
2016	PRONOSTICOS	29,126.1	4.25%	31,650.3	6.08%	26,845.0	2.90%
2017		30,419.2	4.44%	33,387.4	5.49%	27,846.1	3.73%
2018		32,436.0	6.63%	35,861.6	7.41%	29,569.1	6.19%
2019		34,162.2	5.32%	38,088.4	6.21%	30,991.3	4.81%
2020		35,882.1	5.03%	40,322.9	5.87%	32,389.7	4.51%
2021		36,820.8	2.62%	41,833.8	3.75%	33,008.3	1.91%
2022		38,236.8	3.85%	43,990.4	5.16%	34,079.4	3.25%
2023		39,900.2	4.35%	46,573.7	5.87%	35,356.3	3.75%
2024		42,312.7	6.05%	49,847.6	7.03%	37,357.4	5.66%
2025		44,486.9	5.14%	53,148.7	6.62%	39,043.7	4.51%

Crecimiento Anual

Tipo	Años	Periodo			
Estudio	19	**(2006-2023)**	**5.96%**	**6.90%**	**5.27%**
Histórico	4	(2006-2009)	**6.19%**	**6.19%**	**6.19%**
Pronostico	15	(2011-2025)	**5.33%**	**6.51%**	**4.48%**
Corto Plazo	4	(2011-2014)	**5.79%**	**7.63%**	**4.27%**
Medio Plazo	6	(2015-2020)	**5.13%**	**6.21%**	**4.42%**
Largo Plazo	5	(2021-2025)	**4.84%**	**6.17%**	**4.29%**
Periodo	11	(2015-2025)	**4.93%**	**6.09%**	**4.28%**

NOTAS:
(1) Escenarios a partir de un Producto Interno bruto al 2009 de 3.40%, estimado con base al comportamiento historico al
(2) Escenarios ajustados a partir de un Producto Interno bruto al 2010 de 6.78%, derivado del comportamiento real del PI
'del mismo durante los ultimos tres años. Boletin de la Dirección de Estadisticas y Censo,
(3) Escenario Moderado esta basado en el escenario ***"mas probable"*** definido por INTRACORP, Voumen III, xxiv .Con
(4) Escenario Optimista esta basado en el ***"mejor escenario"*** , definido por INTRACORP, Voumen III, xxiv .Con Expans
(5) Escenario Pesimista esta basado en el ***"peor escenario"*** , definido por INTRACORP, Voumen III, xxiv .Con Expansi
(6) Las tasas de crecimiento de los escenarios moderado, optimista y pesimista para el 2011 con respecto al año precede
del PIB, desarrollado para el año 2010. La Hoja EXCEL es PIB Estructural Estimado 2009.

Fuente: Desarrollo de ETESA basados en los escenarios elaborados por INTRACORP, por medio de un Modelo Matematico de l
y del Conglomerado del canal en la economia nacional . ***"Estudio del Impacto Economico del Canal y el Proyecto d***

EMPALME DE BASES 1996

PROYECCION 2011-2025

AÑOS	PRODUCTO INTERNO BRUTO TASAS		
	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
1982			
1990			
1991			
1992			
1993			
1994			
1995			
1996			
1997			
1998			
1999			
2000			
2001			
2002			
2003			
2004			
2005			
2006			
2007			
2008			
2009	2.36%	2.36%	2.36%
2010	6.81%	6.81%	6.81%
2011	7.00%	8.00%	4.00%
2012	6.38%	9.04%	4.48%
2013	5.20%	7.03%	3.78%
2014	5.78%	6.93%	4.48%
2015	6.59%	7.62%	5.90%
2016	4.25%	6.11%	2.88%
2017	4.44%	5.52%	3.71%
2018	6.63%	7.45%	6.16%
2019	5.32%	6.24%	4.79%
2020	5.03%	5.90%	4.49%
2021	2.62%	3.77%	1.90%
2022	3.85%	5.18%	3.23%
2023	4.35%	5.90%	3.73%
2024	6.05%	7.06%	5.63%
2025	5.14%	6.66%	4.49%

ESTIMADOS DE MONTOS Y VARIACIONES ANUALES DE LA ACTIVIDAD DE MANUFACTURA EN EL PRODUCTO INTERNO BRUTO

DURANTE EL PERIODO DE EVALUACION DEL PLAN 2010-2024

EN CONSIDERACION AL PIB ESTIMADO DE 2010

A precios de 1996

AÑOS		Producto Interno Bruto 2010 de 6.78% (2)					
		ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO OPTIMISTA		ESCENARIO PESIMISTA	
		MONTOS (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)	MONTOS (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)	MONTOS (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)
2004							
2005		1,026.9		1,026.9		1,026.9	
2006	REAL	1,066.7	3.88%	1,066.7	3.88%	1,066.7	3.88%
2007		1,126.7	5.62%	1,126.7	5.62%	1,126.7	5.62%
2008		1,170.9	3.92%	1,170.9	3.92%	1,170.9	3.92%
2009	Preliminar	1,165.7	-0.44%	1,165.7	-0.44%	1,165.7	-0.44%
2010	Estimado	1,190.1	2.09%	1,190.0	2.09%	1,170.7	0.43%
2011		1,204.9	1.25%	1,207.3	1.45%	1,182.4	1.00%
2012		1,208.3	0.28%	1,209.1	0.15%	1,182.9	0.04%
2013		1,204.9	-0.28%	1,223.1	1.16%	1,186.3	0.29%
2014		1,252.3	3.93%	1,281.3	4.76%	1,231.3	3.79%
2015	PRONOSTICOS	1,351.2	7.90%	1,402.9	9.49%	1,314.3	6.74%
2016		1,395.2	3.26%	1,470.4	4.81%	1,344.1	2.27%
2017		1,446.9	3.70%	1,538.0	4.59%	1,386.6	3.16%
2018		1,507.1	4.16%	1,615.7	5.06%	1,435.9	3.56%
2019		1,565.0	3.84%	1,693.5	4.81%	1,482.8	3.27%
2020		1,630.5	4.19%	1,777.8	4.98%	1,536.5	3.62%
2021		1,690.7	3.70%	1,859.3	4.58%	1,584.4	3.12%
2022		1,748.6	3.42%	1,949.7	4.86%	1,630.8	2.93%
2023		1,801.6	3.04%	2,041.5	4.71%	1,672.3	2.55%
2024		1,895.4	5.20%	2,154.6	5.54%	1,747.5	4.50%
2025		1,960.4	3.43%	2,248.3	4.35%	1,795.8	2.77%

Crecimiento Anual

Tipo	Años	Periodo			
Estudio	19	**(2006-2025)**	**3.30%**	**4.02%**	**2.85%**
Histórico	3	(2006-2010)	**2.99%**	**2.99%**	**2.66%**
Pronostico	15	(2011-2025)	**3.54%**	**4.54%**	**3.03%**
Corto Plazo	4	(2011-2014)	**1.29%**	**2.00%**	**1.36%**
Medio Plazo	6	(2015-2020)	**3.83%**	**4.85%**	**3.17%**
Largo Plazo	5	(2021-2025)	**3.77%**	**4.86%**	**3.18%**

NOTAS:

(1) Escenarios a partir de un Producto Interno bruto al 2008 de 8.3%, estimado previstoinicial del MEF para este año.

(2) Escenarios a partir de un Producto Interno bruto al 2008 de 8.71%, derivado del comportamiento real del PIB durante los dos primeros trimestres del año, Boletin de la Dirección de ESTAdisticas y Censo, ' Evolucion Trimestral del PIB (II Trimestre del 2008). Con un incremento de 9.5% del I semestre del año con respecto al año anterior. Ademas, el Indice Mensual de la actividad Económica (IMAE) de enero-agosto del 2008 muestra un incremento de 9.2 por ciento, con respecto al mismo periodo del año anterior.

(3) Escenario Moderado esta basado en el escenario ***"mas probable"*** definido por INTRACORP, Voumen III, xxiv .Con Expansion del Canal, incremento de 3.5% de peajes,e inversion de 5.5 miles de millones de $ USA.

(4) Escenario Optimista esta basado en el ***"mejor escenario"***, definido por INTRACORP, Voumen III, xxiv .Con Expansion del Canal , incremento de 3.5% de peajes,e inversion de 4.7 miles de millones de $ USA.

(5) Escenario Pesimista esta basado en el ***"peor escenario"***, definido por INTRACORP, Voumen III, xxiv .Con Expansion del Canal , incremento de 3.5% de peajes,e inversion de 4.7 miles de millones de $ USA.

(6) Las tasas de crecimiento de los escenarios moderado, optimista y pesimista para el 2009 con respecto al año precedente fueron estimadas en 7.75, 8.0 y 4.99 por ciento. Tasa derivadas de la simulacion del PIB, desarrollado para el año 2009. La Hoja EXCEL es PIB Estructural Estimado 2009.

Fuente: Desarrollo de ETESA basados en los escenarios elaborados por INTRACORP, por medio de un Modelo Matematico de Insumo- Producto, para mostrar los impactos directos,inducidos, paralelos y del Conglomerado del canal en la economia nacional . ***"Estudio del Impacto Economico del Canal y el Proyecto de Ampliacion en el Ambito Nacional".*** Revision, Abril de 2006.

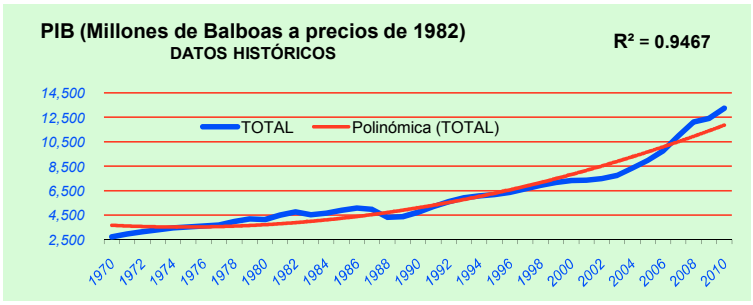
CUADRO No. 11

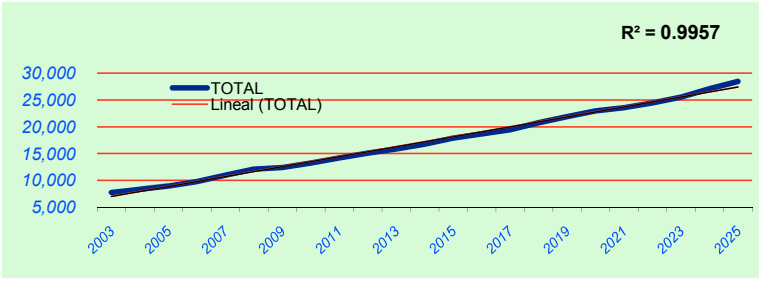
PRODUCTO INTERNO BRUTO

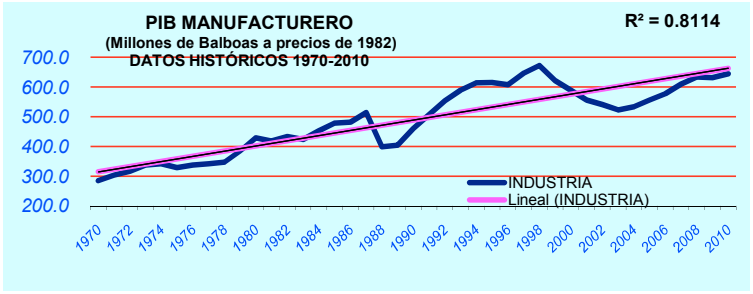
ESCENARIO BASE **MODERADO**

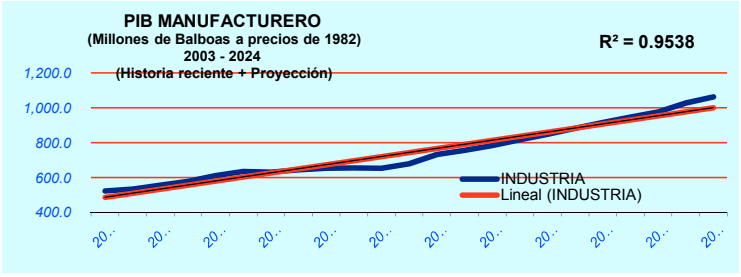
Millones de Balboas de 1982

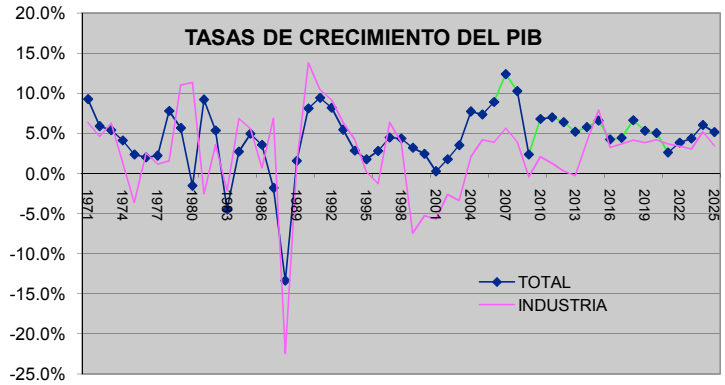
AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%/TOTAL
1970	2,725		285.1		10.5%
1971	2,978	9.3%	303.2	6.3%	10.2%
1972	3,153	5.9%	317.1	4.6%	10.1%
1973	3,323	5.4%	337.0	6.3%	10.1%
1974	3,460	4.1%	341.5	1.3%	9.9%
1975	3,542	2.4%	329.2	-3.6%	9.3%
1976	3,613	2.0%	337.5	2.5%	9.3%
1977	3,693	2.2%	341.5	1.2%	9.2%
1978	3,980	7.8%	346.9	1.6%	8.7%
1979	4,206	5.7%	385.2	11.0%	9.2%
1980	4,142	-1.5%	428.9	11.3%	10.4%
1981	4,523	9.2%	418.0	-2.5%	9.2%
1982	4,765	5.3%	433.0	3.6%	9.1%
1983	4,551	-4.5%	423.7	-2.1%	9.3%
1984	4,674	2.7%	452.7	6.8%	9.7%
1985	4,905	4.9%	478.1	5.6%	9.7%
1986	5,080	3.6%	481.4	0.7%	9.5%
1987	4,988	-1.8%	514.5	6.9%	10.3%
1988	4,321	-13.4%	398.9	-22.5%	9.2%
1989	4,388	1.6%	404.1	1.3%	9.2%
1990	4,744	8.1%	459.8	13.8%	9.7%
1991	5,190	9.4%	507.9	10.5%	9.8%
1992	5,616	8.2%	554.4	9.2%	9.9%
1993	5,923	5.5%	589.5	6.3%	10.0%
1994	6,091	2.9%	614.6	4.3%	10.1%
1995	6,198	1.8%	615.8	0.2%	9.9%
1996	6,372	2.8%	608.1	-1.3%	9.5%
1997	6,658	4.5%	646.8	6.4%	9.7%
1998	6,947	4.4%	672.1	3.9%	9.7%
1999	7,170	3.2%	622.0	-7.5%	8.7%
2000	7,346	2.5%	589.2	-5.3%	8.0%
2001	7,365	0.3%	555.6	-5.7%	7.5%
2002	7,496	1.8%	541.0	-2.6%	7.2%
2003	7,759	3.5%	522.6	-3.4%	6.7%
2004	8,359	7.7%	533.5	2.1%	6.4%
2005	8,972	7.3%	555.9	4.2%	6.2%
2006	9,771	8.9%	577.5	3.9%	5.9%
2007	10,982	12.4%	610.0	5.6%	5.6%
2008	12,111	10.3%	633.9	3.92%	5.2%
2009	12,396	2.4%	631.1	-0.44%	5.1%
2010	13,240	6.8%	644.3	2.09%	4.9%
2011	14,167	7.0%	652.3	1.25%	4.6%
2012	15,071	6.4%	654.1	0.28%	4.3%
2013	15,855	5.2%	652.3	-0.28%	4.1%
2014	16,771	5.8%	677.9	3.93%	4.0%
2015	17,876	6.6%	731.5	7.90%	4.1%
2016	18,636	4.3%	755.3	3.26%	4.1%
2017	19,464	4.4%	783.3	3.70%	4.0%
2018	20,754	6.6%	815.9	4.16%	3.9%
2019	21,859	5.3%	847.2	3.84%	3.9%
2020	22,959	5.0%	882.7	4.19%	3.8%
2021	23,560	2.6%	915.3	3.70%	3.9%
2022	24,466	3.8%	946.6	3.42%	3.9%
2023	25,530	4.4%	975.3	3.04%	3.8%
2024	27,074	6.0%	1,026.1	5.20%	3.8%
2025	28,465	5.1%	1,061.3	3.43%	3.7%
PROMEDIO		*5.3%*		*3.3%*	*4.1%*
TASA ACUMULADA ANUAL		*5.2%*		*3.4%*	











PREMISAS

a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual de 4.4%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento.

b) **PIB MANUFACTURERO:** Escenario conservador, con crecimiento promedio inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, en 4.7% del PIB Total. Promedio de los ultimos tres años.

ARCHIVO: ANEXO I-3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo
HOJA: 11-PIB-Moderado Base-1982

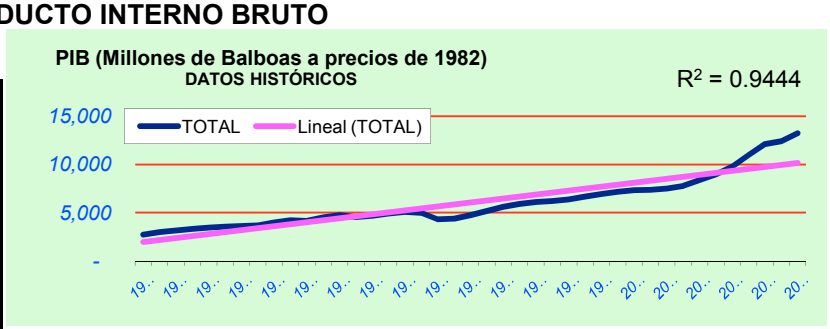
07/25/2011

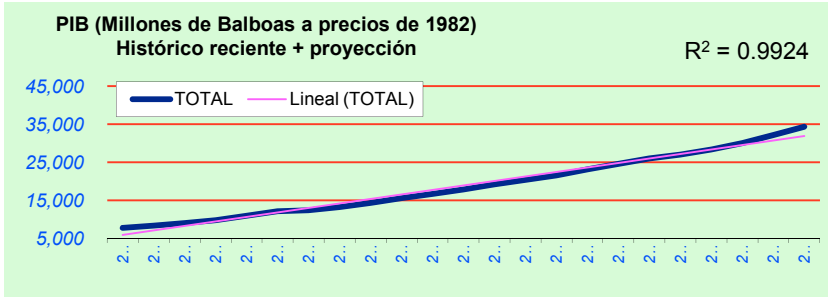
PRODUCTO INTERNO BRUTO

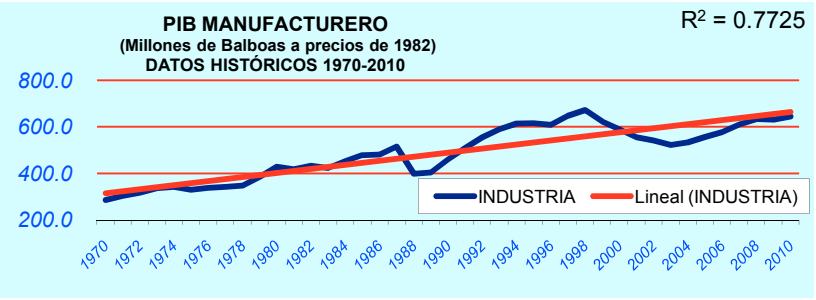
ESCENARIO ALTO **OPTIMISTA**

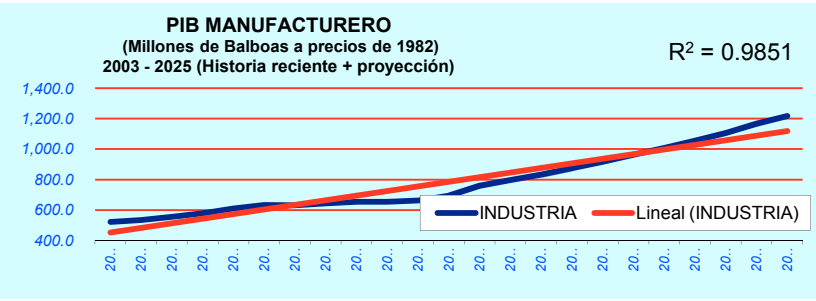
Millones de Balboas de 1982

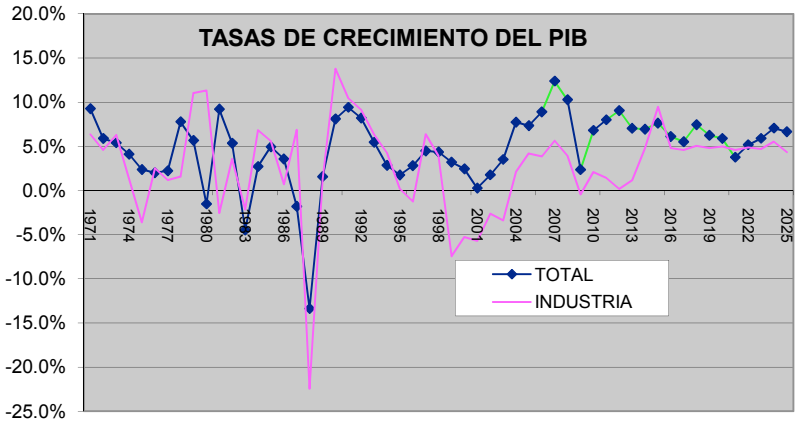
AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%/TOTAL
1970	2,725		285.1		10.5%
1971	2,978	9.3%	303.2	6.3%	10.2%
1972	3,153	5.9%	317.1	4.6%	10.1%
1973	3,323	5.4%	337.0	6.3%	10.1%
1974	3,460	4.1%	341.5	1.3%	9.9%
1975	3,542	2.4%	329.2	-3.6%	9.3%
1976	3,613	2.0%	337.5	2.5%	9.3%
1977	3,693	2.2%	341.5	1.2%	9.2%
1978	3,980	7.8%	346.9	1.6%	8.7%
1979	4,206	5.7%	385.2	11.0%	9.2%
1980	4,142	-1.5%	428.9	11.3%	10.4%
1981	4,523	9.2%	418.0	-2.5%	9.2%
1982	4,765	5.3%	433.0	3.6%	9.1%
1983	4,551	-4.5%	423.7	-2.1%	9.3%
1984	4,674	2.7%	452.7	6.8%	9.7%
1985	4,905	4.9%	478.1	5.6%	9.7%
1986	5,080	3.6%	481.4	0.7%	9.5%
1987	4,988	-1.8%	514.5	6.9%	10.3%
1988	4,321	-13.4%	398.9	-22.5%	9.2%
1989	4,388	1.6%	404.1	1.3%	9.2%
1990	4,744	8.1%	459.8	13.8%	9.7%
1991	5,190	9.4%	507.9	10.5%	9.8%
1992	5,616	8.2%	554.4	9.2%	9.9%
1993	5,923	5.5%	589.5	6.3%	10.0%
1994	6,091	2.9%	614.6	4.3%	10.1%
1995	6,198	1.8%	615.8	0.2%	9.9%
1996	6,372	2.8%	608.1	-1.3%	9.5%
1997	6,658	4.5%	646.8	6.4%	9.7%
1998	6,947	4.4%	672.1	3.9%	9.7%
1999	7,170	3.2%	622.0	-7.5%	8.7%
2000	7,346	2.5%	589.2	-5.3%	8.0%
2001	7,365	0.3%	555.6	-5.7%	7.5%
2002	7,496	1.8%	541.0	-2.6%	7.2%
2003	7,759	3.5%	522.6	-3.4%	6.7%
2004	8,359	7.7%	533.5	2.1%	6.4%
2005	8,972	7.3%	555.9	4.2%	6.2%
2006	9,771	8.9%	577.5	3.9%	5.9%
2007	10,982	12.39%	610.0	5.62%	5.6%
2008	12,111	10.28%	633.9	3.92%	5.2%
2009	12,396	2.36%	631.1	-0.44%	5.1%
2010	13,240	6.81%	644.2	2.09%	4.9%
2011	14,299	8.00%	653.6	1.45%	4.6%
2012	15,593	9.04%	654.6	0.15%	4.2%
2013	16,690	7.03%	662.1	1.16%	4.0%
2014	17,847	6.93%	693.7	4.76%	3.9%
2015	19,206	7.62%	759.5	9.49%	4.0%
2016	20,380	6.11%	796.0	4.81%	3.9%
2017	21,504	5.52%	832.6	4.59%	3.9%
2018	23,106	7.45%	874.7	5.06%	3.8%
2019	24,548	6.24%	916.8	4.81%	3.7%
2020	25,995	5.90%	962.4	4.98%	3.7%
2021	26,974	3.77%	1,006.6	4.58%	3.7%
2022	28,372	5.18%	1,055.5	4.86%	3.7%
2023	30,046	5.90%	1,105.2	4.71%	3.7%
2024	32,169	7.06%	1,166.4	5.54%	3.6%
2025	34,310	6.66%	1,217.1	4.35%	3.5%
PROMEDIO		***6.6%***		***4.2%***	***3.9%***
TASA ACUMULADA ANUAL		***6.6%***		***4.3%***	











PREMISAS

a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual de 5.7%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento.

b) **PIB MANUFACTURERO:** crecimiento promedio, de más de un punto porcentual a la tasa de crecimiento del PIB, manteniendo su participación estructural, de 4.7% del PIB Total. Promedio de los ultimos tres años.

ARCHIVO: ANEXO I-3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo
HOJA: 12-PIB-Optimista Base-1982

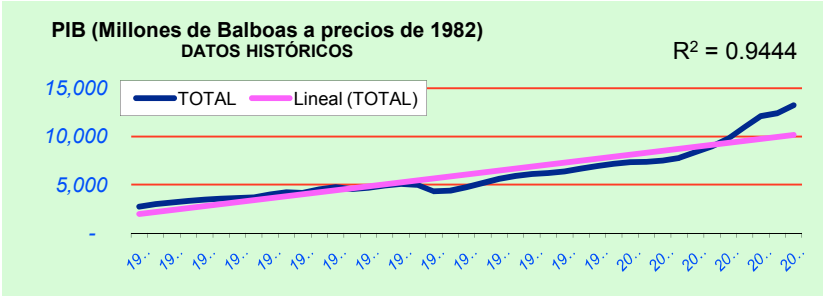
07/25/2011

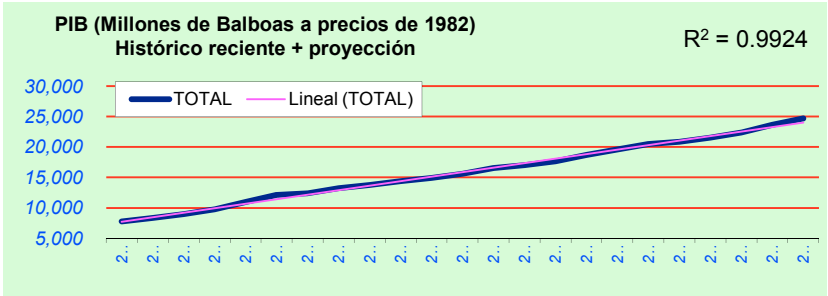
PRODUCTO INTERNO BRUTO

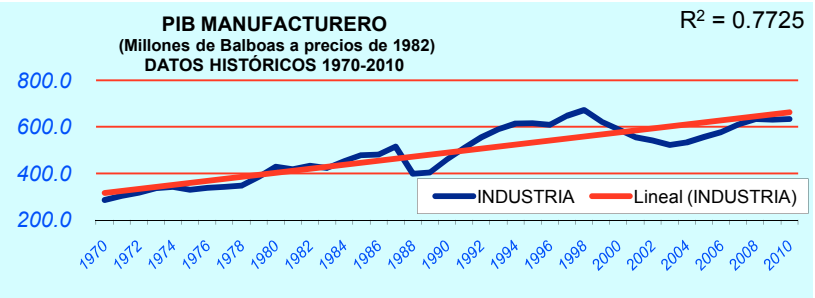
ESCENARIO BAJO **PESIMISTA**

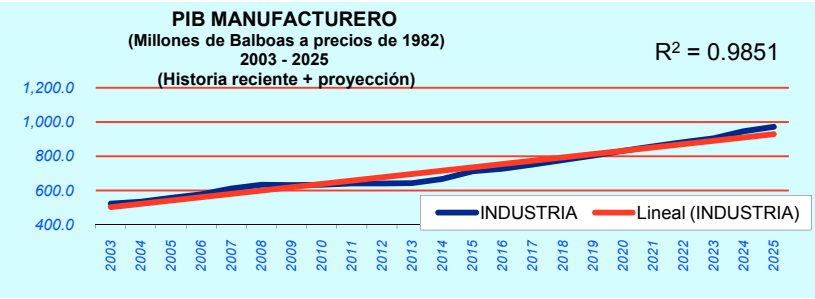
Millones de Balboas de 1982

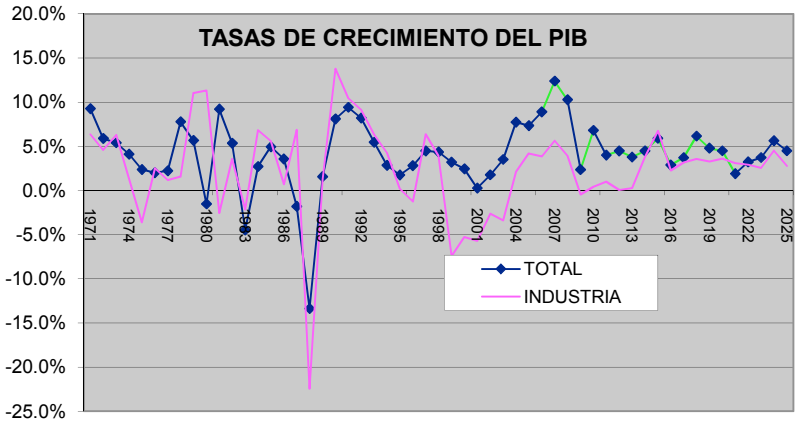
AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%/TOTAL
1970	2,725		285.1		10.5%
1971	2,978	9.3%	303.2	6.3%	10.2%
1972	3,153	5.9%	317.1	4.6%	10.1%
1973	3,323	5.4%	337.0	6.3%	10.1%
1974	3,460	4.1%	341.5	1.3%	9.9%
1975	3,542	2.4%	329.2	-3.6%	9.3%
1976	3,613	2.0%	337.5	2.5%	9.3%
1977	3,693	2.2%	341.5	1.2%	9.2%
1978	3,980	7.8%	346.9	1.6%	8.7%
1979	4,206	5.7%	385.2	11.0%	9.2%
1980	4,142	-1.5%	428.9	11.3%	10.4%
1981	4,523	9.2%	418.0	-2.5%	9.2%
1982	4,765	5.3%	433.0	3.6%	9.1%
1983	4,551	-4.5%	423.7	-2.1%	9.3%
1984	4,674	2.7%	452.7	6.8%	9.7%
1985	4,905	4.9%	478.1	5.6%	9.7%
1986	5,080	3.6%	481.4	0.7%	9.5%
1987	4,988	-1.8%	514.5	6.9%	10.3%
1988	4,321	-13.4%	398.9	-22.5%	9.2%
1989	4,388	1.6%	404.1	1.3%	9.2%
1990	4,744	8.1%	459.8	13.8%	9.7%
1991	5,190	9.4%	507.9	10.5%	9.8%
1992	5,616	8.2%	554.4	9.2%	9.9%
1993	5,923	5.5%	589.5	6.3%	10.0%
1994	6,091	2.9%	614.6	4.3%	10.1%
1995	6,198	1.8%	615.8	0.2%	9.9%
1996	6,372	2.8%	608.1	-1.3%	9.5%
1997	6,658	4.5%	646.8	6.4%	9.7%
1998	6,947	4.4%	672.1	3.9%	9.7%
1999	7,170	3.2%	622.0	-7.5%	8.7%
2000	7,346	2.5%	589.2	-5.3%	8.0%
2001	7,365	0.3%	555.6	-5.7%	7.5%
2002	7,496	1.8%	541.0	-2.6%	7.2%
2003	7,759	3.5%	522.6	-3.4%	6.7%
2004	8,359	7.7%	533.5	2.1%	6.4%
2005	8,972	7.3%	555.9	4.2%	6.2%
2006	9,771	8.9%	577.5	3.9%	5.9%
2007	10,982	12.39%	610.0	5.62%	5.6%
2008	12,111	10.28%	633.9	3.92%	5.2%
2009	12,396	2.36%	631.1	-0.44%	5.1%
2010	13,240	6.81%	633.8	0.43%	4.8%
2011	13,770	4.00%	640.1	1.00%	4.6%
2012	14,387	4.48%	640.4	0.04%	4.5%
2013	14,931	3.78%	642.2	0.29%	4.3%
2014	15,599	4.48%	666.6	3.79%	4.3%
2015	16,520	5.90%	711.5	6.74%	4.3%
2016	16,996	2.88%	727.6	2.27%	4.3%
2017	17,627	3.71%	750.6	3.16%	4.3%
2018	18,712	6.16%	777.3	3.56%	4.2%
2019	19,607	4.79%	802.7	3.27%	4.1%
2020	20,488	4.49%	831.8	3.62%	4.1%
2021	20,877	1.90%	857.7	3.12%	4.1%
2022	21,551	3.23%	882.8	2.93%	4.1%
2023	22,354	3.73%	905.3	2.55%	4.0%
2024	23,613	5.63%	946.0	4.50%	4.0%
2025	24,674	4.49%	972.2	2.77%	3.9%
PROMEDIO		***4.4%***		***2.8%***	***4.2%***
TASA ACUMULADA ANUAL		***4.2%***		***2.9%***	











PREMISAS

a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual de 3.9%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento.

b) **PIB MANUFACTURERO:** crecimiento promedio, de un punto porcentual inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, de 4.7% del PIB Total. En concordancia con promedio de los ultimos tres años.

ARCHIVO: ANEXO I-3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo
HOJA: 13-PIB-PESIMISTA Base-1982

07/25/2011

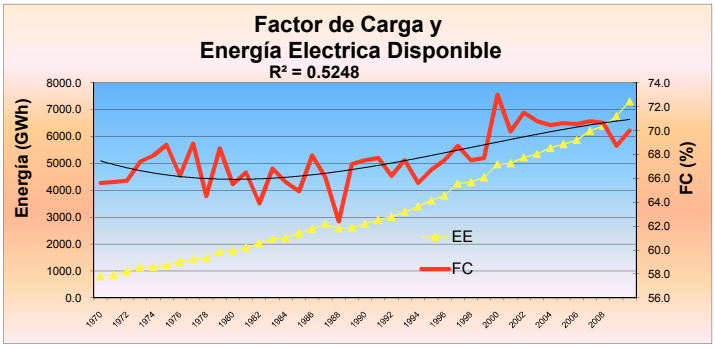
CUADRO No. 14

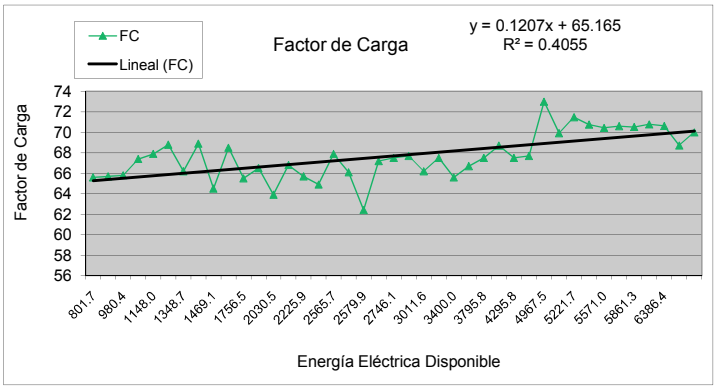
RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN ESCENARIOS
2011-2025

PERIODOS	TOTAL	DIFERENCIAS	INDUSTRIAL	
			TASA	% /TOTAL
TASAS HISTÓRICAS (PIB- base 982)				
1980-1990	1.29%	0.79%	2.08%	9.58%
1991-2000	4.50%	-1.83%	2.67%	9.53%
2001-2009	6.14%	-5.17%	0.96%	7.05%
Máximo	**12.4%**		**13.8%**	**10.4%**
Promedio		-2.07%		
ESCENARIO MODERADO				
2009	**6.81%**		**2.09%**	**6.03%**
2010-2011	7.00%	-5.75%	1.25%	5.91%
2011-2014	6.09%	-4.80%	1.29%	5.84%
2015-2025	4.93%	-0.77%	4.17%	5.82%
ESCENARIO OPTIMISTA				
2009	**6.81%**		**2.09%**	**6.01%**
2010-2011	8.00%	-6.55%	1.45%	5.87%
2011-2014	7.75%	-5.87%	1.88%	5.78%
2015-2025	6.13%	-0.87%	5.25%	5.60%
ESCENARIO PESISMISTA				
2009	**6.81%**		**0.43%**	**6.01%**
2010-2011	4.00%	-3.00%	1.00%	5.87%
2011-2014	4.18%	-2.90%	1.28%	5.78%
2015-2025	4.26%	-0.77%	3.50%	5.60%

CUADRO No. 15
ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA Y PROYECCIÓN LINEAL

	FC		EE			
		Var Anual		Estimado	Error	
1970	65.6		801.7	65.3	-0.31	0%
1971	65.7	0.2%	859.4	65.4	-0.29	0%
1972	65.8	0.2%	980.4	65.5	-0.27	0%
1973	67.4	2.4%	1139.9	65.6	-1.75	-3%
1974	67.9	0.7%	1148.0	65.8	-2.13	-3%
1975	68.8	1.3%	1214.3	65.9	-2.91	-4%
1976	66.2	-3.8%	1348.7	66.0	-0.19	0%
1977	68.9	4.1%	1450.3	66.1	-2.77	-4%
1978	64.5	-6.4%	1469.1	66.3	1.75	3%
1979	68.5	6.2%	1724.0	66.4	-2.13	-3%
1980	65.5	-4.4%	1756.5	66.5	0.99	2%
1981	66.5	1.5%	1863.5	66.6	0.11	0%
1982	63.9	-3.9%	2030.5	66.7	2.83	4%
1983	66.8	4.5%	2193.5	66.9	0.05	0%
1984	65.7	-1.6%	2225.9	67.0	1.28	2%
1985	64.9	-1.2%	2412.9	67.1	2.20	3%
1986	67.9	4.6%	2565.7	67.2	-0.68	-1%
1987	66.1	-2.7%	2748.3	67.3	1.24	2%
1988	62.4	-5.6%	2579.9	67.5	5.06	8%
1989	67.2	7.7%	2624.7	67.6	0.38	1%
1990	67.5	0.4%	2746.1	67.7	0.20	0%
1991	67.7	0.3%	2896.6	67.8	0.12	0%
1992	66.2	-2.2%	3011.6	67.9	1.74	3%
1993	67.5	2.0%	3199.1	68.1	0.56	1%
1994	65.6	-2.8%	3400.0	68.2	2.58	4%
1995	66.7	1.7%	3619.4	68.3	1.60	2%
1996	67.5	1.2%	3795.8	68.4	0.92	1%
1997	68.7	1.8%	4254.4	68.5	-0.16	0%
1998	67.5	-1.7%	4295.8	68.7	1.16	2%
1999	67.7	0.3%	4474.5	68.8	1.09	2%
2000	73.0	7.8%	4967.5	68.9	-4.09	-6%
2001	69.9	-4.2%	4999.9	69.0	-0.89	-1%
2002	71.5	2.2%	5221.7	69.1	-2.34	-3%
2003	70.8	-1.0%	5342.6	69.3	-1.50	-2%
2004	70.4	-0.5%	5571.0	69.4	-1.05	-1%
2005	70.6	0.2%	5711.0	69.5	-1.10	-2%
2006	70.5	-0.1%	5861.3	69.6	-0.90	-1%
2007	70.8	0.4%	6208.8	69.8	-1.03	-1%
2008	70.6	-0.2%	6386.4	69.9	-0.76	-1%
2009	68.7	-2.7%	6753.7	70.0	1.28	7%
2010	70.0	1.9%	7299.5	70.1	0.11	7%
	67.7	0.21%	Promedios---->		0.00	-71.9%
	-0.2%					





Estimados: Pronóstico Lineal

2011	70.2		70.1
2012	70.4		68.5
2013	70.5		68.7
2014	70.6		68.9
2015	70.7		69.1
2016	70.9		69.3
2017	71.0		69.5
2018	71.1		69.7
2019	71.2		69.9
2020	71.3		70.1
2021	71.5		70.3
2022	71.6		70.5
2023	71.7		70.7
2024	71.8		70.9
2025	71.9		71.2

<--valores ideales a adopar por el modelo
por mecanismo de cálculo de variación anual

	PROMEDIO	VARIACION ANUAL
(1970-2010)	67.7	0.16%
(1970-1998)	66.6	0.10%
(1999-2008)	70.6	0.47%
(1999-2009)	70.4	0.15%
(1999-2010)	70.4	0.30%
(2000-2008)	70.9	-0.41%
(2000-2005)	70.6	0.25%
(2006-2010)	70.1	-0.19%

CUADRO N°. 18
PREMISAS DE PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

AÑO	Ventas de Energia Sectores Basicos	PERDIDAS			Estructura respecto a Energía Disponible		
		Total	Transmision	Distribución		Transm.	Distrib.
2001	3,839	1,066	129.19	936.81	5,000	2.6%	18.7%
2002	4,015	1,109	186.80	921.90	5,222	3.6%	17.7%
2003	4,201	1,036	150.86	884.88	5,343	2.8%	16.6%
2004	4,476	976	184.22	791.58	5,571	3.3%	14.2%
2005	4,658	930	155.52	774.68	5,711	2.7%	13.6%
2006	4,813	928	114.90	812.86	5,861	2.0%	13.9%
2007	5,174	911	121.28	789.62	6,209	2.0%	12.7%
2008	5,320	924	149.67	774.55	6,386	2.3%	12.1%
2009	5,602	1,016	126.95	888.76	6,387	2.0%	13.9%
2010	6,132	1,027	150.98	876.42	7,299	2.1%	12.0%

PORECENTAJE DE PÉRDIDAS RESPECTO A VENTAS SECTORES BASICOS(Relación requerida por el modelo)

Año		Total	Transmisión	Distribución	Técnicas	No Técnicas	
2001		27.77%	3.4%	24.40%	8.00%	16.40%	
2002		27.62%	4.7%	22.96%	8.00%	14.96%	-0.005
2003		24.66%	3.6%	21.07%	8.00%	13.07%	-0.107
2004		21.80%	4.1%	17.69%	8.00%	9.69%	-0.116
2005		19.97%	3.3%	16.63%	8.00%	8.63%	-0.084
2006		19.27%	2.4%	16.89%	7.67%	9.21%	-0.035
2007		17.60%	2.3%	15.26%	7.66%	7.60%	-0.087
2008		17.37%	2.8%	14.6%	7.66%	6.90%	-0.013
2009		18.13%	2.3%	15.9%	7.64%	8.23%	0.044
2010		16.76%	2.5%	14.29%	7.64%	6.66%	-0.076
PROMEDIO							
	2001-2009	**21.58%**	**3.21%**	**18.37%**		**18.4%**	
	2001-2005	24.36%	3.8%	20.5%	8.0%	12.5%	
	2006-2010	17.83%	2.5%	15.4%	7.7%	7.7%	
	2010	16.76%	2.46%	14.29%	7.64%	6.66%	

PREMISAS PROYECCION ESCENARIO MODERADO

Transmisión aumenta al 2014 % hasta no superar el	4.00%
Al 2024 alcanza una tasa de	2.50%
Tecnicas de Distribución disminuyen en una tasa de	-0.05%
No técnicas de Distribución alcanzan en el 2014 la tasa menor	<6.5%

	Total	Transmisión	Distribución	Técnicas	No Técnicas	
2008	17.38%	2.81%	14.6%	7.66%	6.90%	2007
2009	18.13%	2.27%	15.9%	7.64%	8.23%	2008
2010	16.76%	2.46%	14.3%	7.64%	6.66%	2009
2011	17.28%	3.09%	14.2%	7.59%	6.61%	2010
2012	17.57%	3.48%	14.1%	7.54%	6.56%	2011
2013	17.75%	3.75%	14.0%	7.49%	6.51%	2012
2024	15.85%	2.95%	12.9%	6.94%	5.96%	2013-2024
2025	15.78%	2.89%	12.8%	6.89%	5.91%	2025-2024
Variacion periodo completo		**0.4%**	5.1%	5.8%	**-0.8%**	
Variacion Anual Promedio	-0.40%	-2.15%	-0.74%	-0.63%	-2.05%	

PREMISAS PROYECCION ESCENARIO OPTIMISTA

Transmisión aumenta % hasta no superar el	3.50%
Al 2024 alcanza una tasa de	2.30%
Tecnicas de Distribución disminuyen en una tasa de	-0.10%
No técnicas de Distribución alcanzan en el 2014 la tasa menor	<6.0%

	Total	Transmisión	Distribución	Técnicas	No Técnicas	
2008	17.37%	2.81%	14.6%	7.66%	6.90%	2007
2009	18.13%	2.27%	15.9%	7.64%	8.23%	2008
2010	16.76%	2.46%	14.3%	7.64%	6.66%	2009
2011	16.73%	2.64%	14.1%	7.54%	6.56%	2010
2012	16.86%	2.97%	13.9%	7.44%	6.46%	2011
2013	16.90%	3.20%	13.7%	7.34%	6.36%	2012
2024	14.02%	2.52%	11.5%	6.24%	5.26%	2013-2024
2025	13.78%	2.48%	11.3%	6.14%	5.16%	2025-2024
Variacion periodo completo		0.3%	-2.8%	-1.4%	**-1.4%**	
Variacion Anual Promedio	-5.78%	-1.58%	-1.58%	-1.34%	-2.94%	

PREMISAS PROYECCION ESCENARIO PESIMISTA

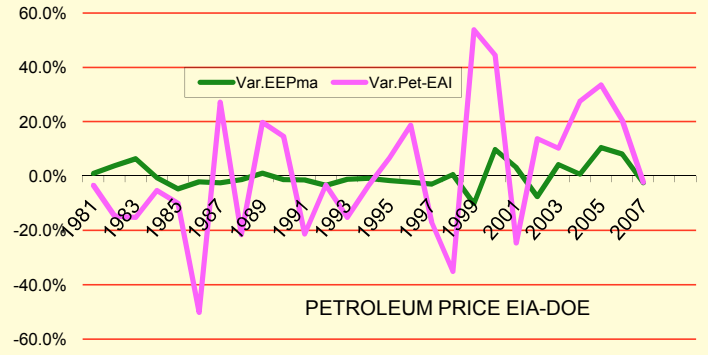
Transmisión aumenta % hasta no superar el	4.50%
Al 2024 alcanza una tasa de	3.20%
Tecnicas de Distribución disminuyen en una tasa de	-0.025%
No técnicas de Distribución permanecen aproximadamente en	<6.5%

	Total	Transmisión	Distribución	Técnicas	No Técnicas	
2008	17.37%	2.81%	14.6%	7.66%	6.90%	2007
2009	18.13%	2.27%	15.9%	7.64%	8.23%	2008
2010	16.68%	2.46%	14.2%	7.56%	6.66%	2009
2011	17.56%	3.39%	14.2%	7.5%	6.6%	2010
2012	17.94%	3.82%	14.1%	7.5%	6.6%	2011
2013	18.19%	4.12%	14.1%	7.5%	6.6%	2012
2024	16.76%	3.24%	13.5%	7.21%	6.31%	2013-2024
2025	16.66%	3.19%	13.5%	7.19%	6.28%	2025-2024
Variacion periodo completo		0.9%	-0.8%	-0.4%	**-0.4%**	
Variacion Anual Promedio	0.03%	-1.58%	-0.36%	-0.38%	-1.76%	

EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

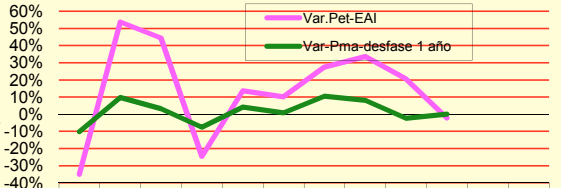
				IPCPAN		INFPAN					
				IPC anual de Panamá (1987 = 100)		Inflación de Panamá	Precio Electricidad				
	Facturación	Ventas	Precio	Fórmula- Modelo		COPE 1971-2002	Fórmula- Modelo	Var anual			
AÑO	Millones B/.	GWh	Centavos/ KWh	IPC-B-1987	IPC-B-1982	%	B/.de 1982	B/.de 1982	Var.EEPma	Var.Pet-EAI	Var-Pma-desfase 1 año
1970	20.8	710.3	2.93	42.20	44.66		6.56				
1971	24.4	775.4	3.15	43.00	45.50	0.85	6.92	0.36	5.5%		
1972	28.4	869.8	3.27	45.40	48.04	2.54	6.80	-0.12	-1.7%		
1973	31.6	984.0	3.21	48.50	51.32	3.28	6.26	-0.54	-7.9%		
1974	45.6	980.7	4.65	56.90	60.21	8.89	7.72	1.47	23.4%		
1975	56.4	1041.0	5.42	60.00	63.49	3.28	8.53	0.81	10.5%		
1976	63.0	1143.1	5.51	62.40	66.03	2.54	8.35	-0.19	-2.2%		
1977	83.7	1260.1	6.64	65.40	69.21	3.17	9.60	1.25	15.0%		
1978	92.5	1268.2	7.29	68.30	72.28	3.07	10.09	0.49	5.1%		
1979	111.1	1480.9	7.50	73.80	78.10	5.82	9.61	-0.49	-4.8%		
1980	143.4	1472.3	9.74	84.30	89.21	11.11	10.92	1.31	13.7%		
1981	164.3	1554.3	10.57	90.60	95.87	6.67	11.03	0.11	1.0%	-3%	
1982	191.7	1674.8	11.45	94.50	100.00	4.13	11.45	0.42	3.8%	-15%	
1983	230.3	1850.6	12.44	96.60	102.22	2.22	12.17	0.73	6.4%	-15%	
1984	228.4	1816.5	12.57	98.20	103.92	1.69	12.10	-0.07	-0.6%	-5%	
1985	235.1	1944.1	12.09	99.10	104.87	0.95	11.53	-0.57	-4.7%	-10%	
1986	242.0	2045.1	11.83	99.10	104.87	0.00	11.28	-0.25	-2.1%	-50%	
1987	255.2	2191.1	11.65	100.00	105.82	0.95	11.01	-0.28	-2.5%	27%	
1988	238.3	2063.1	11.55	100.50	106.35	0.53	10.86	-0.15	-1.3%	-22%	
1989	231.8	1983.6	11.69	100.60	106.46	0.11	10.98	0.12	1.1%	20%	
1990	238.8	2053.0	11.63	101.40	107.30	0.85	10.84	-0.14	-1.2%	15%	
1991	254.0	2185.9	11.62	102.70	108.68	1.38	10.69	-0.15	-1.4%	-21%	
1992	263.8	2311.4	11.41	104.50	110.58	1.90	10.32	-0.37	-3.5%	-3%	
1993	281.7	2486.2	11.33	105.00	111.11	0.53	10.20	-0.12	-1.2%	-15%	
1994	304.2	2671.9	11.39	106.40	112.59	1.48	10.11	-0.09	-0.8%	-3%	
1995	324.3	2869.6	11.30	107.40	113.65	1.06	9.94	-0.17	-1.7%	7%	
1996	333.9	2984.0	11.19	108.80	115.13	1.48	9.72	-0.22	-2.3%	19%	
1997	362.9	3302.1	10.99	110.10	116.51	1.38	9.43	-0.29	-2.9%	-17%	
1998	377.3	3392.3	11.12	110.80	117.25	0.74	9.49	0.05	0.6%	-35%	-10%
1999	362.8	3578.0	10.14	112.40	118.94	1.69	8.52	-0.96	-10.1%	54%	10%
2000	429.4	3801.1	11.30	114.10	120.74	1.80	9.36	0.83	9.8%	44%	3%
2001	460.0	3933.9	11.69	114.40	121.06	0.32	9.66	0.30	3.2%	-25%	-8%
2002	450.4	4113.1	10.95	115.80	122.54	1.48	8.93	-0.72	-7.5%	14%	4%
2003	499.3	4306.8	11.59	117.70	124.55	2.01	9.31	0.37	4.2%	10%	1%
2004	544.3	4595.2	11.85	119.40	126.35	1.80	9.37	0.07	0.7%	28%	10%
2005	643.3	4780.8	13.46	122.80	129.95	3.60	10.35	0.98	10.5%	34%	8%
2006	735.9	4936.2	14.91	125.90	133.23	3.28	11.20	0.84	8.1%	21%	-2%

VARIACION % DE PRECIOS PROMEDIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN PANAMÁ Y DEL PETRÓLEO CRUDO IMPORTADO EN USA, 1980-2006



VARIACIÓN % DE PRECIOS PROMEDIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN PANAMÁ Y DEL PETRÓLEO CRUDO IMPORTADO EN USA, 1998-2006

Desfase 1 año Pma



PETROLEUM PRICE EIA-DOE September 2006 STEO-

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007		
Var.Pet-EAI	-35%	54%	44%	-25%	14%	10%	28%	34%	21%	-2%		11.3%
Var-Pma-desfase 1 año	-10%	10%	3%	-8%	4%	1%	10%	8%	-2%	0%		

CUADRO No. 18

PRONOSTICO DE PRECIOS DE LA ENERGIA

HIPOTESIS Se considera la expectativa de precios de referencia para el crudo por el EIA-DOE como optimista, La proyeccion de precios Alta del crudo del EIA-DOE como insumo par la Proyeccion Pesimista. Para la proyeccion de precios Moderada se promedian la proyeccion de precios del crudo a la alta y la proyeccion de Referencia de EIA-DOE

PRECIOS DE LA ENERGÍA, SEGÚN ESCENARIOS

IMPORTED LOW -SULFUR LIGHT CRUDE OIL[1] PRICE -EIA

Crude Oil Prices (2006 dollars per barrel)

AÑO	PROMEDIO DE PRECIOS ALTOS - ESCENARIO PESIMISTA (High Price Oil)		PROMEDIO DE PRECIOS ALTOS - ESCENARIO MODERADO (High Price Oil+Reference)/2		PROMEDIO DE PRECIOS BAJOS- ESCENARIO OPTIMISTA (Reference)		VARIACIÓN PR0MEDIO _ ESCENARIO MODERADO
	PRECIO	VARIACION	PRECIO	VARIACION	PRECIO	VARIACION	
2003	33.99		33.99		33.99		
2004	44.26	1.30	44.26	1.30	44.26	1.30	
2005	58.59	1.32	58.59	1.32	58.59	1.32	
2006	71.34	1.22	71.34	1.22	71.34	1.22	
2007	68.86	0.97	68.86	0.97	68.86	0.97	
2008	69.07	1.00	67.62	0.98	66.16	0.96	**0.98**
2009	69.89	1.01	66.38	0.98	62.87	0.95	**0.98**
2010	71.44	1.02	65.38	0.99	59.33	0.94	**0.98**
2011	73.37	1.03	64.73	0.99	56.08	0.95	**0.99**
2012	74.99	1.02	64.19	0.99	53.38	0.95	**0.99**
2013	77.09	1.03	64.35	1.00	51.60	0.97	**1.00**
2014	79.68	1.03	65.46	1.02	51.24	0.99	**1.01**
2015	82.13	1.03	66.81	1.02	51.48	1.00	**1.02**
2016	84.56	1.03	67.95	1.02	51.35	1.00	**1.01**
2017	86.41	1.02	69.42	1.02	52.44	1.02	**1.02**
2018	88.21	1.02	70.57	1.02	52.93	1.01	**1.02**
2019	90.14	1.02	71.88	1.02	53.63	1.01	**1.02**
2020	92.00	1.02	72.86	1.01	53.72	1.00	**1.01**
2021	93.17	1.01	73.80	1.01	54.43	1.01	**1.01**
2022	93.91	1.01	74.54	1.01	55.16	1.01	**1.01**
2023							
2024							

1/ Weighted average price delivered to U.S. refiners.
Anual Energy Outlook 2007 with Projections to 2008-2030
Report #: DOE/EIA-0383(2007)
Release Date: May 2007
Next Release Date: May 2008
Table 12. Petroleum Product Prices

CUADRO No. 19

PROYECCION REAL DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (PRETOT)

AÑO	PRETOT HISTORICO	Real USA			VARACIONE DE PRECIOS REALES DEL PRETOT		
		Variaciones reales de Precios USA			Var. Reales de PRETOT/Precios USA		
		Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth
1998	9.48						
1999	8.52						
2000	9.35						
2001	9.65						
2002	8.94						
2003	9.46						
2004	9.62						
2005	10.62						
2006	11.49						
2007	11.53						
2008	13.21						
2009	11.06						
2010		10.70	10.71	10.69	0.9674	0.9681	0.9669
2011		10.21	10.35	10.11	0.9546	0.9671	0.9452
2012		10.72	10.93	10.55	1.0493	1.0559	1.0440
2013		10.89	11.09	10.63	1.0162	1.0146	1.0079
2014		10.96	11.16	10.69	1.0062	1.0061	1.0057
2015		11.10	11.34	10.80	1.0127	1.0165	1.0098
2016		11.35	11.62	11.00	1.0232	1.0248	1.0190
2017		11.57	11.82	11.13	1.0195	1.0171	1.0111
2018		11.73	12.04	11.26	1.0137	1.0180	1.0121
2019		11.87	12.27	11.34	1.0115	1.0194	1.0069
2020		12.12	12.56	11.56	1.0209	1.0233	1.0193
2021		12.37	12.84	11.75	1.0210	1.0224	1.0170
2022		12.60	13.05	11.97	1.0185	1.0164	1.0183
2023		12.86	13.31	12.20	1.0209	1.0197	1.0192
2024		13.11	13.69	12.53	1.0191	1.0291	1.0269
2025		13.28	14.05	12.87	1.0128	1.0259	1.0274

AÑO	PRONOSTICOS DE PRECIOS REALES DEL PRETOT		
	Basado en Var. Precios Reales USA		
	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth
1998			
1999			
2000			
2001			
2002			
2003			
2004			
2005			
2006			
2007			
2008			
2010	10.6972	10.7054	10.6915
2011	10.2118	10.3535	10.1055
2012	10.7156	10.9326	10.5504
2013	10.8889	11.0920	10.6336
2014	10.9563	11.1591	10.6939
2015	11.0955	11.3437	10.7983
2016	11.3531	11.6244	11.0036
2017	11.5743	11.8237	11.1254
2018	11.7331	12.0364	11.2596
2019	11.8682	12.2700	11.3377
2020	12.1168	12.5563	11.5565
2021	12.3709	12.8379	11.7535
2022	12.5995	13.0490	11.9688
2023	12.8632	13.3054	12.1984
2024	13.1089	13.6923	12.5264
2025	13.2771	14.0464	12.8702

CUADRO No. 20
DEMANDA DE LA PROVINCIA DE BOCAS DEL TORO (CARGA INTEGRADA AL SIN) Años 2011 -2025
Estimado 2010 y Proyeccciones 2011 - 2025

AÑO	BOFCO			ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	Pronostico AES - BOFCO			Σ BOFCO		Ajuste BOFCO + 5%		Ajuste BOFCO -2. 5%	
	MWH	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2010	75,278.5	75.28		75.3		75.3		75.3	
2011	79,076.0	79.08	5.04%	79.1	5.04%	79.1	5.04%	79.1	5.04
2012	80,262.1	80.26	1.50%	80.3	1.50%	80.3	1.50%	80.3	1.50
2013	81,466.1	81.47	1.50%	81.5	1.50%	81.5	1.50%	81.5	1.50
2014	82,688.1	82.69	1.50%	82.7	1.50%	82.7	1.50%	82.7	1.50
2015	83,928.4	83.93	1.50%	83.9	1.50%	88.1	6.57%	81.8	- 1.04
2016	85,292.1	85.29	1.62%	85.3	1.62%	89.6	1.62%	83.2	1.62
2017	86,571.5	86.57	1.50%	86.6	1.50%	90.9	1.50%	84.4	1.50
2018	87,870.1	87.87	1.50%	87.9	1.50%	92.3	1.50%	85.7	1.50
2019	89,188.1	89.19	1.50%	89.2	1.50%	93.6	1.50%	87.0	1.50
2020	90,526.0	90.53	1.50%	90.5	1.50%	95.1	1.50%	88.3	1.50
2021	93,609.0	93.61	3.41%	93.6	3.41%	98.3	3.41%	91.3	3.41
2022	93,749.4	93.75	0.15%	93.7	0.15%	98.4	0.15%	91.4	0.15
2023	95,507.6	95.51	1.88%	95.5	1.88%	100.3	1.88%	93.1	1.88
2024	97,299.1	97.30	1.88%	97.3	1.88%	102.2	1.88%	94.9	1.88
2025	99,124.6	99.12	1.88%	99.1	1.88%	104.1	1.88%	96.6	1.88
Tasa Anual			*1.85%*	*31.7%*	*1.85%*	38.26%	*2.18%*	28.39%	*1.68%*
Crecimiento del consumo			*31.7%*				*38.3%*		*28.4%*

(a) Corresponde a la suma de la demanda previstas por BOFCO y AES (Jul. 2010) en el Informe Indicativo de Demanda 2011-2031, del CND.

(b) Se considera un crecimiento adicional de 5% para el consumo previsto por BOFCO, a partir del año 2015, a efecto de una expansión económica de la región Bocatoreña en concordancia con in impulso adicional al desarrrollo del pais.

(c) Se considera una contracción de 2.5% en el consumo pronosticado por BOFCO, a partir del año 2015, consecuente con un probable retroceso en la economía global y sus consecuentes efectos en la economia del Paìs y especificamente en la region.

ARCHIVO: ANEXO I-3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo
HOJA: 20-Bloque = BocasANEXO I-3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo 07/25/2011

CUADRO No. 21

DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE

(CARGA INTEGRADA AL SIN)

Años 2011 -2025

AÑO	ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2010	78.9		78.9		78.9	
2011	80.4	*1.9*	80.4	*1.9*	80.4	*1.9*
2012	81.7	*1.5*	81.7	*1.5*	81.7	*1.5*
2013	139.7	*71.0*	141.1	*72.7*	139.7	*71.0*
2014	190.5	*36.4*	190.8	*35.3*	190.5	*36.4*
2015	193.0	*1.3*	200.5	*5.1*	190.9	*0.2*
2016	200.4	*3.8*	215.7	*7.5*	198.2	*3.8*
2017	208.0	*3.8*	224.3	*4.0*	205.9	*3.8*
2018	216.4	*4.0*	290.2	*29.4*	214.2	*4.0*
2019	225.3	*4.1*	304.5	*4.9*	223.0	*4.1*
2020	298.2	*32.4*	321.3	*5.5*	296.0	*32.7*
2021	315.0	*5.6*	333.3	*3.7*	312.7	*5.6*
2022	321.9	*2.2*	340.2	*2.1*	319.5	*2.2*
2023	330.8	*2.8*	343.5	*1.0*	328.4	*2.8*
2024	339.2	*2.5*	346.9	*1.0*	336.8	*2.6*
2025	343.5	*1.3*	351.3	*1.3*	341.0	*1.3*
Tasa Anual	*329.9%*	*10.30%*	*345.2%*	*10.47%*	*332.2%*	*10.25%*

(a) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Moderado de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

(b) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Optimista de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

(c) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Pesismista de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

Años 2011 -2025

PRONOSTICOS DE DEMANDA
ESCENARIOS
AÑOS 2011 - 2025

AÑOS	ENERGIA TOTAL (GWH)			DEMANDA (MW)		
	MODERADO	OPTIMISTA	PESISMISTA	MODERADO	OPTIMISTA	PESISMISTA
	EET- MOD	EET- OPT	EET- PES	DMG- MOD	DMG- OPT	DMG- PES
2009	6,753.7	6,753.7	6,753.7	1,122.0	1,122.0	1,122.0
2010	7,307.1	7,307.1	7,307.1	1,190.4	1,190.4	1,190.4
2011	7,705.5	7,713.1	7,684.3	1,256.6	1,257.9	1,253.2
2012	8,116.2	8,142.9	8,079.3	1,323.6	1,327.9	1,317.6
2013	8,631.3	8,685.8	8,583.9	1,405.8	1,413.0	1,398.1
2014	9,184.6	9,258.6	9,123.6	1,494.0	1,502.5	1,484.1
2015	9,753.5	9,860.4	9,675.7	1,584.6	1,596.2	1,571.9
2016	10,339.9	10,488.7	10,242.7	1,677.7	1,693.7	1,661.9
2017	10,954.4	11,130.4	10,843.9	1,775.1	1,792.9	1,757.2
2018	11,617.8	11,879.7	11,493.0	1,880.3	1,908.9	1,860.1
2019	12,261.8	12,555.4	12,122.9	1,982.0	2,012.6	1,959.5
2020	13,018.2	13,284.1	12,864.5	2,101.6	2,124.1	2,076.8
2021	13,718.5	14,010.4	13,550.1	2,211.8	2,234.8	2,184.7
2022	14,450.6	14,784.6	14,266.8	2,326.9	2,352.5	2,297.3
2023	15,236.0	15,616.6	15,035.0	2,450.3	2,478.7	2,417.9
2024	16,119.3	16,542.5	15,897.6	2,589.0	2,619.2	2,553.4
2025	17,016.5	17,497.7	16,772.5	2,729.7	2,763.7	2,690.5

CUADRO No. 23
PARTICIPACION SECTORIAL EN EL PRONOSTICO DE ENERGIA ELECTRICA DE PANAMA
ESCENARIO MEDIO

AÑOS 2011 -2025
ESCENARIO MEDIO

AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	D%GWH	MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrao publico	Autoconsumo	Bloque	Otros	Perdidas	Energia		Carga
1970	0.261	0.278	0.120	0.087	0.017	0.011	0.104	0.009	0.114	1.000		
1971	0.296	0.286	0.129	0.092	0.019	0.011	0.060	0.009	0.098	1.000		7.0%
1972	0.307	0.279	0.117	0.106	0.019	0.009	0.040	0.010	0.113	1.000		14.1%
1973	0.296	0.270	0.113	0.094	0.016	0.008	0.061	0.006	0.137	1.000		3.6%
1974	0.299	0.297	0.109	0.105	0.017	0.003	0.016	0.010	0.146	1.000		7.2%
1975	0.298	0.290	0.109	0.117	0.016	0.003	0.012	0.012	0.143	1.000		4.4%
1976	0.292	0.270	0.096	0.132	0.015	0.003	0.029	0.011	0.152	1.000		15.8%
1977	0.278	0.273	0.088	0.135	0.016	0.004	0.065	0.010	0.131	1.000		3.6%
1978	0.281	0.285	0.097	0.152	0.016	0.005	0.016	0.011	0.137	1.000		7.0%
1979	0.258	0.258	0.094	0.145	0.015	0.005	0.074	0.009	0.141	1.000		13.2%
1980	0.260	0.273	0.105	0.160	0.018	0.005	0.009	0.008	0.162	1.000		7.0%
1981	0.255	0.267	0.101	0.154	0.018	0.006	0.025	0.008	0.166	1.000		4.7%
1982	0.246	0.262	0.107	0.153	0.017	0.006	0.025	0.008	0.175	1.000		13.2%
1983	0.241	0.259	0.100	0.154	0.017	0.006	0.061	0.008	0.156	1.000		3.5%
1984	0.234	0.258	0.103	0.147	0.017	0.006	0.044	0.008	0.184	1.000		2.9%
1985	0.232	0.253	0.105	0.145	0.016	0.005	0.043	0.007	0.194	1.000		9.9%
1986	0.237	0.252	0.104	0.141	0.015	0.005	0.036	0.006	0.203	1.000		5.2%
1987	0.241	0.247	0.111	0.138	0.015	0.005	0.033	0.007	0.203	1.000		6.5%
1988	0.254	0.235	0.096	0.141	0.016	0.005	0.045	0.008	0.200	1.000		-0.8%
1989	0.234	0.233	0.097	0.136	0.016	0.005	0.027	0.008	0.244	1.000		-5.2%
1990	0.232	0.231	0.101	0.129	0.016	0.005	0.026	0.008	0.252	1.000		4.1%
1991	0.232	0.243	0.111	0.121	0.016	0.004	0.020	0.008	0.245	1.000		5.2%
1992	0.238	0.250	0.122	0.122	0.015	0.004	0.009	0.007	0.233	1.000		6.0%
1993	0.234	0.262	0.128	0.123	0.014	0.004	0.005	0.006	0.223	1.000		4.5%
1994	0.232	0.269	0.126	0.122	0.013	0.004	0.014	0.006	0.214	1.000		9.3%
1995	0.234	0.277	0.127	0.128	0.015	0.004	0.004	0.005	0.207	1.000		4.7%
1996	0.227	0.274	0.123	0.129	0.016	0.004	0.007	0.005	0.214	1.000		3.3%
1997	0.220	0.278	0.111	0.119	0.015	0.006	0.023	0.004	0.224	1.000		10.4%
1998	0.234	0.312	0.114	0.111	0.015	0.004	0.000	0.000	0.210	1.000		2.8%
1999	0.233	0.324	0.117	0.109	0.015	0.002	0.000	0.000	0.200	1.000		3.9%
2000	0.225	0.316	0.102	0.109	0.011	0.002	0.000	0.000	0.235	1.000		3.0%
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.000	0.001	0.213	1.000		8.0%
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.000	0.002	0.212	1.000		2.2%
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.000	0.001	0.194	1.000		3.0%
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.000	0.001	0.175	1.000		4.8%
2005	0.262	0.382	0.060	0.112	0.019	0.001	0.000	0.001	0.163	1.000		2.3%
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.000	0.001	0.158	1.000		2.6%
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.000	0.001	0.147	1.000		5.4%
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.000	0.002	0.145	1.000		3.9%
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.003	0.000	0.150	1.000		8.4%
2010	0.264	0.369	0.089	0.106	0.019	0.001	0.011	0.001	0.141	1.000		5.9%
2011	0.261	0.374	0.084	0.106	0.019	0.001	0.010	0.001	0.143	1.000		5.6%
2012	0.258	0.380	0.081	0.106	0.019	0.001	0.010	0.001	0.143	1.000		5.3%
2013	0.252	0.384	0.078	0.105	0.019	0.001	0.016	0.001	0.143	1.000		6.2%
2014	0.246	0.387	0.077	0.105	0.019	0.001	0.021	0.001	0.142	1.000		6.3%
2015	0.241	0.392	0.078	0.105	0.019	0.001	0.020	0.001	0.143	1.000		6.1%
2016	0.236	0.397	0.079	0.105	0.019	0.001	0.019	0.001	0.142	1.000		5.9%
2017	0.231	0.402	0.080	0.105	0.019	0.001	0.019	0.001	0.142	1.000		5.8%
2018	0.226	0.407	0.080	0.105	0.019	0.001	0.019	0.001	0.142	1.000		5.9%
2019	0.222	0.414	0.081	0.105	0.019	0.001	0.018	0.001	0.137	1.000		5.4%
2020	0.216	0.419	0.082	0.105	0.019	0.001	0.023	0.001	0.134	1.000		6.0%
2021	0.212	0.425	0.082	0.105	0.019	0.001	0.023	0.001	0.131	1.000		5.2%
2022	0.208	0.431	0.082	0.106	0.019	0.001	0.022	0.001	0.129	1.000		5.2%
2023	0.204	0.437	0.082	0.106	0.019	0.001	0.022	0.001	0.128	1.000		5.3%
2024	0.199	0.441	0.082	0.106	0.019	0.001	0.021	0.001	0.129	1.000		5.7%
2025	0.195	0.446	0.083	0.106	0.019	0.001	0.020	0.001	0.128	1.000		5.4%

CUADRO No. 24
PARTICIPACION SECTORIAL EN EL PRONOSTICO DE ENERGIA ELECTRICA DE PANAMA
ESCENARIO ALTO

AÑOS 2011 -2025
ESCENARIO ALTO

AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	D%GWH	MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrao publi	Autoconsumo	Bloque	Otros	Perdidas	Energia		Carga
1970	0.261	0.278	0.120	0.087	0.017	0.011	0.104	0.009	0.114	1.000		
1971	0.296	0.286	0.129	0.092	0.019	0.011	0.060	0.009	0.098	1.000		7.0%
1972	0.307	0.279	0.117	0.106	0.019	0.009	0.040	0.010	0.113	1.000		14.1%
1973	0.296	0.270	0.113	0.094	0.016	0.008	0.061	0.006	0.137	1.000		3.6%
1974	0.299	0.297	0.109	0.105	0.017	0.003	0.016	0.010	0.146	1.000		7.2%
1975	0.298	0.290	0.109	0.117	0.016	0.003	0.012	0.012	0.143	1.000		4.4%
1976	0.292	0.270	0.096	0.132	0.015	0.003	0.029	0.011	0.152	1.000		15.8%
1977	0.278	0.273	0.088	0.135	0.016	0.004	0.065	0.010	0.131	1.000		3.6%
1978	0.281	0.285	0.097	0.152	0.016	0.005	0.016	0.011	0.137	1.000		7.0%
1979	0.258	0.258	0.094	0.145	0.015	0.005	0.074	0.009	0.141	1.000		13.2%
1980	0.260	0.273	0.105	0.160	0.018	0.005	0.009	0.008	0.162	1.000		7.0%
1981	0.255	0.267	0.101	0.154	0.018	0.006	0.025	0.008	0.166	1.000		4.7%
1982	0.246	0.262	0.107	0.153	0.017	0.006	0.025	0.008	0.175	1.000		13.2%
1983	0.241	0.259	0.100	0.154	0.017	0.006	0.061	0.008	0.156	1.000		3.5%
1984	0.234	0.258	0.103	0.147	0.017	0.006	0.044	0.008	0.184	1.000		2.9%
1985	0.232	0.253	0.105	0.145	0.016	0.005	0.043	0.007	0.194	1.000		9.9%
1986	0.237	0.252	0.104	0.141	0.015	0.005	0.036	0.006	0.203	1.000		5.2%
1987	0.241	0.247	0.111	0.138	0.015	0.005	0.033	0.007	0.203	1.000		6.5%
1988	0.254	0.235	0.096	0.141	0.016	0.005	0.045	0.008	0.200	1.000		-0.8%
1989	0.234	0.233	0.097	0.136	0.016	0.005	0.027	0.008	0.244	1.000		-5.2%
1990	0.232	0.231	0.101	0.129	0.016	0.005	0.026	0.008	0.252	1.000		4.1%
1991	0.232	0.243	0.111	0.121	0.016	0.004	0.020	0.008	0.245	1.000		5.2%
1992	0.238	0.250	0.122	0.122	0.015	0.004	0.009	0.007	0.233	1.000		6.0%
1993	0.234	0.262	0.128	0.123	0.014	0.004	0.005	0.006	0.223	1.000		4.5%
1994	0.232	0.269	0.126	0.122	0.013	0.004	0.014	0.006	0.214	1.000		9.3%
1995	0.234	0.277	0.127	0.128	0.015	0.004	0.004	0.005	0.207	1.000		4.7%
1996	0.227	0.274	0.123	0.129	0.016	0.004	0.007	0.005	0.214	1.000		3.3%
1997	0.220	0.278	0.111	0.119	0.015	0.006	0.023	0.004	0.224	1.000		10.4%
1998	0.234	0.312	0.114	0.111	0.015	0.004	0.000	0.000	0.210	1.000		2.8%
1999	0.233	0.324	0.117	0.109	0.015	0.002	0.000	0.000	0.200	1.000		3.9%
2000	0.225	0.316	0.102	0.109	0.011	0.002	0.000	0.000	0.235	1.000		3.0%
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.000	0.001	0.213	1.000		8.0%
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.000	0.002	0.212	1.000		2.2%
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.000	0.001	0.194	1.000		3.0%
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.000	0.001	0.175	1.000		4.8%
2005	0.262	0.382	0.060	0.112	0.019	0.001	0.000	0.001	0.163	1.000		2.3%
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.000	0.001	0.158	1.000		2.6%
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.000	0.001	0.147	1.000		5.4%
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.000	0.002	0.145	1.000		3.9%
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.003	0.000	0.150	1.000		8.4%
2010	0.264	0.369	0.089	0.106	0.019	0.001	0.011	0.001	0.141	1.000		5.9%
2011	0.261	0.374	0.085	0.106	0.019	0.001	0.010	0.001	0.143	1.000		5.7%
2012	0.257	0.381	0.082	0.106	0.019	0.001	0.010	0.001	0.143	1.000		5.6%
2013	0.251	0.384	0.079	0.105	0.019	0.001	0.016	0.001	0.143	1.000		6.4%
2014	0.245	0.387	0.078	0.105	0.019	0.001	0.021	0.001	0.143	1.000		6.3%
2015	0.238	0.391	0.080	0.105	0.019	0.001	0.020	0.001	0.144	1.000		6.2%
2016	0.233	0.395	0.082	0.105	0.019	0.001	0.021	0.001	0.144	1.000		6.1%
2017	0.227	0.400	0.083	0.104	0.019	0.001	0.020	0.001	0.144	1.000		5.9%
2018	0.221	0.403	0.083	0.104	0.019	0.001	0.024	0.001	0.143	1.000		6.5%
2019	0.217	0.410	0.084	0.104	0.019	0.001	0.024	0.001	0.139	1.000		5.4%
2020	0.212	0.416	0.085	0.105	0.019	0.001	0.024	0.001	0.136	1.000		5.5%
2021	0.208	0.422	0.086	0.105	0.019	0.001	0.024	0.001	0.134	1.000		5.2%
2022	0.204	0.428	0.086	0.105	0.019	0.001	0.023	0.001	0.132	1.000		5.3%
2023	0.199	0.433	0.087	0.105	0.019	0.001	0.022	0.001	0.132	1.000		5.4%
2024	0.194	0.437	0.088	0.105	0.019	0.001	0.021	0.001	0.133	1.000		5.7%
2025	0.190	0.442	0.088	0.105	0.019	0.001	0.020	0.001	0.133	1.000		5.5%

CUADRO No. 25
PARTICIPACION SECTORIAL EN EL PRONOSTICO DE ENERGIA ELECTRICA DE PANAMA
ESCENARIO BAJO

AÑOS 2011 -2025
ESCENARIO BAJO

AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	D%GWH	MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrao publico	Autoconsumo	Bloque	Otros	Perdidas	Energia		Carga
1970	0.261	0.278	0.120	0.087	0.017	0.011	0.104	0.009	0.114	1.000		
1971	0.296	0.286	0.129	0.092	0.019	0.011	0.060	0.009	0.098	1.000		7.0%
1972	0.307	0.279	0.117	0.106	0.019	0.009	0.040	0.010	0.113	1.000		14.1%
1973	0.296	0.270	0.113	0.094	0.016	0.008	0.061	0.006	0.137	1.000		3.6%
1974	0.299	0.297	0.109	0.105	0.017	0.003	0.016	0.010	0.146	1.000		7.2%
1975	0.298	0.290	0.109	0.117	0.016	0.003	0.012	0.012	0.143	1.000		4.4%
1976	0.292	0.270	0.096	0.132	0.015	0.003	0.029	0.011	0.152	1.000		15.8%
1977	0.278	0.273	0.088	0.135	0.016	0.004	0.065	0.010	0.131	1.000		3.6%
1978	0.281	0.285	0.097	0.152	0.016	0.005	0.016	0.011	0.137	1.000		7.0%
1979	0.258	0.258	0.094	0.145	0.015	0.005	0.074	0.009	0.141	1.000		13.2%
1980	0.260	0.273	0.105	0.160	0.018	0.005	0.009	0.008	0.162	1.000		7.0%
1981	0.255	0.267	0.101	0.154	0.018	0.006	0.025	0.008	0.166	1.000		4.7%
1982	0.246	0.262	0.107	0.153	0.017	0.006	0.025	0.008	0.175	1.000		13.2%
1983	0.241	0.259	0.100	0.154	0.017	0.006	0.061	0.008	0.156	1.000		3.5%
1984	0.234	0.258	0.103	0.147	0.017	0.006	0.044	0.008	0.184	1.000		2.9%
1985	0.232	0.253	0.105	0.145	0.016	0.005	0.043	0.007	0.194	1.000		9.9%
1986	0.237	0.252	0.104	0.141	0.015	0.005	0.036	0.006	0.203	1.000		5.2%
1987	0.241	0.247	0.111	0.138	0.015	0.005	0.033	0.007	0.203	1.000		6.5%
1988	0.254	0.235	0.096	0.141	0.016	0.005	0.045	0.008	0.200	1.000		-0.8%
1989	0.234	0.233	0.097	0.136	0.016	0.005	0.027	0.008	0.244	1.000		-5.2%
1990	0.232	0.231	0.101	0.129	0.016	0.005	0.026	0.008	0.252	1.000		4.1%
1991	0.232	0.243	0.111	0.121	0.016	0.004	0.020	0.008	0.245	1.000		5.2%
1992	0.238	0.250	0.122	0.122	0.015	0.004	0.009	0.007	0.233	1.000		6.0%
1993	0.234	0.262	0.128	0.123	0.014	0.004	0.005	0.006	0.223	1.000		4.5%
1994	0.232	0.269	0.126	0.122	0.013	0.004	0.014	0.006	0.214	1.000		9.3%
1995	0.234	0.277	0.127	0.128	0.015	0.004	0.004	0.005	0.207	1.000		4.7%
1996	0.227	0.274	0.123	0.129	0.016	0.004	0.007	0.005	0.214	1.000		3.3%
1997	0.220	0.278	0.111	0.119	0.015	0.006	0.023	0.004	0.224	1.000		10.4%
1998	0.234	0.312	0.114	0.111	0.015	0.004	0.000	0.000	0.210	1.000		2.8%
1999	0.233	0.324	0.117	0.109	0.015	0.002	0.000	0.000	0.200	1.000		3.9%
2000	0.225	0.316	0.102	0.109	0.011	0.002	0.000	0.000	0.235	1.000		3.0%
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.000	0.001	0.213	1.000		8.0%
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.000	0.002	0.212	1.000		2.2%
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.000	0.001	0.194	1.000		3.0%
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.000	0.001	0.175	1.000		4.8%
2005	0.262	0.382	0.060	0.112	0.019	0.001	0.000	0.001	0.163	1.000		2.3%
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.000	0.001	0.158	1.000		2.6%
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.000	0.001	0.147	1.000		5.4%
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.000	0.002	0.145	1.000		3.9%
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.003	0.000	0.150	1.000		8.4%
2010	0.264	0.369	0.089	0.106	0.019	0.001	0.011	0.001	0.141	1.000		5.9%
2011	0.262	0.374	0.084	0.106	0.019	0.001	0.010	0.001	0.143	1.000		5.3%
2012	0.259	0.380	0.081	0.106	0.019	0.001	0.010	0.001	0.143	1.000		5.1%
2013	0.253	0.383	0.077	0.105	0.019	0.001	0.016	0.001	0.143	1.000		6.1%
2014	0.248	0.387	0.076	0.105	0.019	0.001	0.021	0.001	0.142	1.000		6.2%
2015	0.243	0.392	0.077	0.105	0.019	0.001	0.020	0.001	0.143	1.000		5.9%
2016	0.238	0.397	0.078	0.105	0.019	0.001	0.019	0.001	0.142	1.000		5.7%
2017	0.233	0.402	0.078	0.105	0.019	0.001	0.019	0.001	0.142	1.000		5.7%
2018	0.228	0.408	0.078	0.105	0.019	0.001	0.019	0.001	0.142	1.000		5.9%
2019	0.224	0.415	0.079	0.105	0.019	0.001	0.018	0.001	0.137	1.000		5.3%
2020	0.218	0.419	0.079	0.105	0.019	0.001	0.023	0.001	0.134	1.000		6.0%
2021	0.214	0.426	0.079	0.105	0.019	0.001	0.023	0.001	0.131	1.000		5.2%
2022	0.210	0.432	0.079	0.106	0.019	0.001	0.022	0.001	0.129	1.000		5.2%
2023	0.206	0.437	0.079	0.106	0.019	0.001	0.022	0.001	0.128	1.000		5.3%
2024	0.201	0.442	0.079	0.105	0.019	0.001	0.021	0.001	0.129	1.000		5.6%
2025	0.197	0.448	0.079	0.106	0.019	0.001	0.020	0.001	0.128	1.000		5.4%

Demanda MAXIMA DE GENERACION por Participante, Consumidor y Por Barra 2011-2025 (MW)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ENSA																
Santa María	77.17	79.96	82.35	88.33	94.14	99.04	105.09	111.43	118.63	125.24	133.34	140.58	148.14	156.24	164.78	173.78
BLM	49.03	50.80	52.32	56.12	59.81	62.92	66.77	70.79	75.37	79.57	84.71	89.31	94.12	99.26	104.69	110.41
France Field	55.89	57.91	59.64	63.98	68.18	71.73	76.11	80.70	85.92	90.71	96.57	101.82	107.29	113.16	119.34	125.87
Tocumen	47.56	49.28	50.75	54.44	58.02	61.03	64.76	68.67	73.10	77.18	82.17	86.63	91.29	96.28	101.55	107.10
Chilibre	47.17	48.87	50.33	53.99	57.54	60.53	64.23	68.10	72.50	76.54	81.49	85.92	90.54	95.49	100.71	106.21
Cerro Viento	83.63	86.65	89.24	95.73	102.02	107.32	113.89	120.76	128.56	135.72	144.50	152.35	160.54	169.31	178.57	188.33
Monte Oscuro	50.93	52.77	54.35	58.30	62.13	65.36	69.35	73.54	78.29	82.65	88.00	92.77	97.76	103.11	108.74	114.69
Geehan	14.02	14.53	14.96	16.05	17.11	17.99	19.10	20.25	21.55	22.76	24.23	25.54	26.92	28.39	29.94	31.58
Tinajitas	35.83	37.12	38.23	41.01	43.71	45.98	48.79	51.73	55.07	58.14	61.90	65.27	68.78	72.53	76.50	80.68
Total	**461.23**	**477.90**	**492.17**	**527.94**	**562.64**	**591.90**	**628.08**	**665.97**	**708.99**	**748.51**	**796.91**	**840.20**	**885.37**	**933.77**	**984.81**	**1038.65**
EDEMET																
Locería	95.61	99.06	102.02	109.44	116.63	122.69	130.19	138.05	146.96	155.16	165.19	174.16	183.53	193.56	204.14	215.30
Marañón	109.09	113.03	116.41	124.87	133.08	140.00	148.55	157.52	167.69	177.04	188.49	198.72	209.41	220.86	232.93	245.66
San Francisco	98.06	101.60	104.64	112.24	119.62	125.84	133.53	141.59	150.73	159.13	169.43	178.63	188.23	198.52	209.37	220.82
Centro Bancario	78.45	81.28	83.71	89.79	95.70	100.67	106.83	113.27	120.59	127.31	135.54	142.90	150.59	158.82	167.50	176.65
Llano Sanchez 115	106.56	110.41	113.71	121.97	129.99	136.75	145.11	153.86	163.80	172.93	184.11	194.11	204.55	215.73	227.52	239.96
Llano Sanchez 34	0.25	0.25	0.26	0.28	0.30	0.31	0.33	0.35	0.38	0.40	0.42	0.45	0.47	0.50	0.52	0.55
Las Guias	20.54	21.28	21.92	23.51	25.06	26.36	27.97	29.66	31.57	33.33	35.49	37.42	39.43	41.59	43.86	46.26
Chorrera 34	64.60	66.94	68.94	73.95	78.81	82.91	87.98	93.28	99.31	104.84	111.62	117.69	124.02	130.79	137.94	145.48
Miraflores 44	17.98	18.63	19.19	20.58	21.94	23.08	24.49	25.96	27.64	29.18	31.07	32.76	34.52	36.40	38.39	40.49
Balboa 44	16.19	16.78	17.28	18.53	19.75	20.78	22.05	23.38	24.89	26.28	27.98	29.50	31.08	32.78	34.57	36.46
Summit 44	1.78	1.84	1.90	2.03	2.17	2.28	2.42	2.57	2.73	2.88	3.07	3.24	3.41	3.60	3.79	4.00
Gamboa 44	2.70	2.79	2.88	3.09	3.29	3.46	3.67	3.89	4.15	4.38	4.66	4.91	5.18	5.46	5.76	6.07
Agua Clara 44	2.70	2.79	2.88	3.09	3.29	3.46	3.67	3.89	4.15	4.38	4.66	4.91	5.18	5.46	5.76	6.07
Total	**614.49**	**636.70**	**655.71**	**703.38**	**749.61**	**788.58**	**836.79**	**887.27**	**944.58**	**997.23**	**1061.73**	**1119.39**	**1179.58**	**1244.06**	**1312.06**	**1383.79**
EDECHI																
Mata de Nance 34	67.98	70.44	72.54	77.81	82.93	87.24	92.57	98.15	104.49	110.32	117.45	123.83	130.49	137.63	145.15	153.08
Progreso	13.48	13.97	14.39	15.43	16.45	17.30	18.36	19.47	20.73	21.88	23.30	24.56	25.88	27.30	28.79	30.36
Total	**81.46**	**84.41**	**86.93**	**93.24**	**99.37**	**104.54**	**110.93**	**117.62**	**125.22**	**132.20**	**140.75**	**148.40**	**156.37**	**164.92**	**173.94**	**183.44**
TOTAL DIST.	**1157.18**	**1199.01**	**1234.81**	**1324.56**	**1411.63**	**1485.02**	**1575.81**	**1670.86**	**1778.78**	**1877.94**	**1999.39**	**2107.99**	**2221.33**	**2342.75**	**2480.44**	**2621.09**
CEMENTO PANAMA	8.05	8.23	8.23	8.23	8.23	8.23	8.26	8.26	8.26	8.26	8.26	8.26	8.26	8.26	8.26	8.26
PTP (Ch. Grande)	20.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37	37	37
CHANGUINOLA	11.00	12.86	13.39	13.95	14.54	15.15	15.80	16.48	17.20	17.95	18.75	19.56	20.40	21.28	21.28	21.28
TOTAL DEMANDA	**1,196.23**	**1,257.10**	**1,293.43**	**1,383.74**	**1,471.39**	**1,545.41**	**1,636.87**	**1,732.60**	**1,841.24**	**1,941.15**	**2,063.40**	**2,172.81**	**2,286.99**	**2,409.29**	**2,546.98**	**2,687.63**
Pérdidas Trans. MW	25.77	31.70	64.07	59.16	62.91	83.39	88.33	93.50	99.36	104.75	96.10	101.19	106.51	112.21	118.62	125.17
Pérdidas Trans. %	2.11%	2.46%	4.72%	4.10%	4.10%	5.12%	5.12%	5.12%	5.12%	5.12%	4.45%	4.45%	4.45%	4.45%	4.45%	4.45%
TOTAL GENERACIÓN	**1,222.00**	**1,288.80**	**1,357.50**	**1,442.90**	**1,534.30**	**1,628.80**	**1,725.20**	**1,826.10**	**1,940.60**	**2,045.90**	**2,159.50**	**2,274.00**	**2,393.50**	**2,521.50**	**2,665.60**	**2,812.80**

PRONOSTICOS DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO
AÑOS 2011-2025

RESUMEN

El indicador macroeconómico del Producto Interno Bruto (PIB), parámetro principal en la correlación con las ventas de energía sectorial y global, se enmarca en el corto plazo en la tendencia del último quinquenio, que se caracterizó en su primera parte, por un crecimiento sostenido, promedio de 8.7%. Consecuente con un comercio mundial creciente, y sus efectos derivados en las actividades conexas al Canal y al incremento de las actividades de reexportación de la zonas francas (ZLC, Petróleo).

Además, al reciente el desarrollo inmobiliario de alto costo, en conjunto con el incremento del turismo de temporada y el denominado "turismo residencial" de ciudadanos extranjeros de medianos y altos ingresos que invierten en residencias permanentes, al incremento en la inversión extranjera (IED) con respectivo impulso de los servicios de intermediación financiera.

En contraposición, en estos dos últimos años, la economía nacional ha debido superar una crisis global, que desaceleró el desarrollo a nivel del comercio mundial, con efectos desastrosos en el ámbito mundial, impactando con mayor fuerza en los sectores económicos más vinculados a los mercados externos.

Por consiguiente, luego de un ciclo de alto crecimiento económico interno (PIB), reflejado con un promedio en los últimos cincos años de una variación sostenida de altas tasas, con un promedio para el periodo de 8.7% anual, y una tasa alcanzada en el año 2007 de más de dos dígitos, 12.1%; se desaceleró en el año 2009 a un registro preliminar de 3.2 %, casi un tercio menor, del promedio de los últimos años. A efecto de la esperada recuperación económica mundial y con base en los registros preliminares de los dos primeros trimestres del 2010, se espera finalizar el año con un parámetro de 6.78%, superior al promedio esperado de gran parte de las economías de la región, así como a nivel mundial.

Para el año 2011, se prevé alcanzar un desenvolvimiento de la economía de 7.0, 7.5, y 5.0%, de acuerdo a respectivos escenarios Moderado, Optimista, Pesimista originados en los análisis de entidades financieras internacionales, Bancos Internacionales y organizaciones económicas nacionales.

Los estimados de crecimiento de mediano y largo plazo del Producto Interno Bruto para los años 2012-2025 son derivados de la concepción de evolución económica de Panamá, elaborado por INDESA, para la Autoridad del Canal (ACP), revisado en abril de 2006 por

INTRACORP. El análisis utiliza las tasas de cambio indicadas por tres de los escenarios planteados por INTRACORP para el estudio revisado de la Ampliación del Canal.

PRONOSTICOS DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO AÑOS 2011-2025

TASAS DE CAMBIO DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO EN UNIDADES PORCENTUALES AÑOS 2010 -2025																					
ESCENARIOS	AÑO	REAL			ESTIMADO		TASAS DE CRECIMIENTO ESPERADAS														
		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	MODERADO	8.5%	12.1%	10.1%	3.0%	6.8%	7.0%	6.4%	5.2%	5.8%	6.6%	4.3%	4.4%	6.6%	5.3%	5.0%	2.6%	3.8%	4.4%	6.0%	5.1%
	OPTIMISTA	8.5%	12.1%	10.1%	3.0%	6.8%	7.5%	9.0%	7.0%	6.9%	7.6%	6.1%	5.5%	7.4%	6.2%	5.9%	3.7%	5.2%	5.9%	7.0%	6.6%
	PESIMISTA	8.5%	12.1%	10.1%	3.0%	6.8%	5.0%	4.5%	3.8%	4.5%	5.9%	2.9%	3.7%	6.2%	4.8%	4.5%	1.9%	3.2%	3.7%	5.7%	4.5%

El análisis detallado de los escenarios del pronóstico del PIB para el PESIN 2011-2025, se pueden resumir en un crecimiento sostenido de 5.8% en el corto plazo (2011-2014), de 4.9% sostenido para el periodo de largo plazo (2014-2024) y consolidado en un crecimiento sostenido de 5.3% para todo el periodo del escenario más conservador o moderado. Al considerar las condiciones más favorables para el desempeño de la economía nacional, se supone un escenario optimista, con tasas sostenidas de 7.6%, 6.1% y 6.6% para los plazos analizados. De presentarse condiciones de crecimiento menos favorables a las condiciones más probables esperadas, se tiene un escenario pesimista, el cual muestra tasas sostenidas de 4.3%, 4.3% y 4.4% para periodos de análisis similares.

Dada la inserción de la economía nacional en el entorno económico mundial, el cual pasa por la mayor crisis económica-financiera de las últimas décadas, concluyó el año 2009 con una desaceleración significativa, de 3.02%.[1] Pero, de acuerdo a los registros preliminares de los dos primeros trimestres del año 2010, mantiene una perspectiva más positiva, con un rango de crecimiento esperado de 6.5 al 7.0%, dentro del rango promedio anual de la década y un poco menor a la evolución promedio, reciente del PIB (2006-2009). Con los registros preliminares del PIB, para el año 2009, Panamá termino en el año 2008 mejor ciclo de alto crecimiento económico.

[1] Registros preliminares del año 2009 y revisados del año 2008.

INTRODUCCION

Dentro de los Estudios Básicos del Plan de Expansión del Sistema Interconectado (PESIN), se incluye el Pronóstico de la Demanda de energía y potencia de la electricidad, a nivel del sistema Principal de transmisión y de su desagregación al nivel de barras. El alcance del mismo comprende el periodo 2011-2025.

El pronóstico de la demanda eléctrica se elabora por medio de un análisis de regresión múltiple, de correlación entre una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena y varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas. Entre otras variables socio económicas, el indicador macroeconómico del Producto Interno Bruto (PIB), es el parámetro principal en la correlación con las ventas de energía sectorial y global.

En primera instancia, el pronóstico del Producto Interno Bruto Nacional en el corto plazo se enmarca en la tendencia histórica del propio parámetro, con especial énfasis de los valores alcanzado en los últimos años, o sea, los registros del último quinquenio. Años, que se caracterizaron en su primera parte, por un crecimiento sostenido gracias a los efectos combinados de factores dinamizantes externos.

Como elemento principal del buen desenvolvimiento alcanzado por la economía nacional, se identifica al fuerte intercambio internacional, especialmente de materias primas del hemisferio americano hacia el extremo oriente y de mercancías elaboradas del oriente hacia el occidente, de la cual una porción importante del originado transporte marítimo, requiere de los servicios del Canal de Panamá. Con efectos no solo sobre los respectivos peajes y tributos derivados de la travesía del Canal, sino a las actividades de servicio conexas al Canal.

Adicionalmente, colaboraron a la obtención de estas buenas tasas de crecimiento económico, actividades domesticas como el desarrollo inmobiliario de alto costo en la capital y en las principales zonas de descanso del país, derivados del “turismo residencial”, dirigido a extranjeros de medianos y altos ingresos, conocidos como “*baby boomers*; un incremento en la inversión extranjera (IED), al acrecentamiento de los servicios de intermediación financiera, y a la ampliación de la actividad del turismo internacional.

En contraposición, se presento el año anterior 2009 y el presente año 2010, con una serie de factores adversos al crecimiento general del producto. Especialmente, factores de origen externo, derivados principalmente de la crisis económica- financiera global. La cual tuvo efectos desaceleradores en la economía domestica, impactando con mayor fuerza en los sectores económicos más vinculados a los mercados externos.

Aunque, evidentemente se afectaron los peajes y tributos por las operaciones del propio Canal, los mayores impactos negativos se sintieron en las actividades portuarias, de almacenamiento y servicios conexos. El impacto derivó en las actividades comerciales con la disminución de las compras en Zona Libre de Colon (ZLC), de compradores provenientes de países vecinos; y de la disminución de las exportaciones "no tradicionales" a efectos propios de la crisis mundial.

Con el fin de mantener la hipótesis estadística de la *"permanencia"*, se considera como base el comportamiento de crecimiento histórico promedio de las actividades económicas en el periodo 2001-2009. Los registros trimestrales preliminares, de la primera mitad del año 2010, se utilizan para estimar el parámetro de desempeño económico, que se alcanzará al final del año.

La serie de registros históricos 2001-2010 se utiliza para estimar el pronóstico del año 2011, en tres escenarios: optimista, moderado y pesimista, de manera que contemplen el derrotero económico a efectos de los posibles impactos externos y de las variantes estructurales previstas que incidan en el desarrollo inmediato del ámbito interno. Este pronóstico, es finalmente ajustado por la estructura histórica de participación individual de las actividades y de los agregados sectoriales.

Finalmente, los estimados de crecimiento de mediano y largo plazo del Producto Interno Bruto para los años 2012-2025, son derivados de la concepción de la evolución económica de Panamá, la cual es correlacionada con el Plan de Ampliación del Canal.

1 LA ECONOMIA NACIONAL EN EL AMBITO MUNDIAL

1.1 Entorno Global de la Crisis

La crisis hipotecaria norteamericana que empezó en la segunda mitad del año 2007[2,] pero que se evidencio con la quiebra del banco de inversión Lehman Brohters uno de los gigantes de Wall Street,[3] desencadenada en EE UU por la crisis de las "*hipotecas basura"* en el verano de 2007. Esta quiebra, desato una serie de impagos interbancarios y la desvalorización general de las acciones de las entidades financieras, transformándose en el detonante de la "burbuja", una improvisada forma de hacer negocios que nos ha llevado a la mayor **recesión** económica de la historia moderna.[4]

Los problemas de la banca financiera estadounidense por el impago de las hipotecas "*sub-prime",* afectó todas las actividades económicas a lo interno de los Estados Unidos de América (USA), hundiendo al país en una profunda recesión económica. Realidad, reflejada por las cifras estadísticas que muestran que en el tercer trimestre del 2008, la economía norteamericana tuvo una caída del PIB de 2,7 % y en los trimestres subsiguientes contracciones de 5.4%, 6.4 %, para finalmente registrar cerca de solo un 1% negativo en el segundo trimestre del presente año, cuatro trimestres consecutivos en que se contrajo el Producto norteamericano, situación inédita desde el año 1947, en que se inicio el registro de esta medida de crecimiento.

Dada la compenetración global del sistema bancario y financiero, vinculadas globalmente con el sistema norteamericano por medio de los "*derivados financieros*", ya en octubre del 2008 se afectaba de inmediato a los sistemas bancarios-financieros europeos y de las economías asiáticas industrializadas.[5] La transmisión de los efectos colaterales de la problemática financiera dependió de la mayor o menor exposición ante la crisis norteamericana y a la propia acumulación de deudas del mercado inmobiliario domestico (Inglaterra y España)[6].

---

[2] El Business Cycle Dating Committee del National Bureau of Economic Research, Cambridge, Massachusetts, determinó que la actual recesión comenzó oficialmente en diciembres del 2007. Por lo que al fecha, se estima que la peor recesión de la económica norteamericana, después de la *"gran recesión"* en la década de 1930, ha durado 18 meses

[3] El Domingo, 14 de septiembre de 2008, cerro por liquidación el quinto banco de inversión de Wall Street.

[4] La historia moderna de la actividad financiera, se inicia a partir del establecimiento de los acuerdos para normar las actividades financieras y de comercio mundial, emanadas de la reunión realizada en julio de 1944, en la localidad de Bretton Woods.

[5] Conformado por Japón y la economías asiáticas recientemente industrializadas.

[6] Mmuestran los mayores indicadores macroeconómicos recesivos entre las economías de avanzadas

Siendo determinante el crecimiento de la economía norteamericana en el desenvolvimiento de la economía mundial, la crisis financiera originada en USA se propago rápidamente a los otros centros dinámicos de la economía global: al resto del Grupo de las siete economías más avanzadas (G7),[7] la zona del Euro, las economías asiáticas recientemente industrializadas[8] y a las economías emergentes de Asia Y América (Grupo BRIC)[9]. Esta situación coyuntural no solo tiene implicaciones financieras a lo interno de USA, ya que siendo el mayor mercado de consumo, su inacción se resiente en el comercio mundial de los "*comodities*"(materias primas , energéticos),[10] provocando en cascada, la peor recesión económica global desde la "*Gran Depresión*"(1929-1930).

Los problemas de la presente crisis financiera de los estadunidenses y de otros países pertenecientes a las "*economías avanzadas*", vinculados estrechamente a los norteamericanos, quienes antes de la crisis conformaban las "locomotoras" de la producción mundial, se trasladan a las economías emergentes, resultado de las relaciones financieras y del comercio mundial transformándose en una crisis de ámbito mundial, con impacto retardado en la economías periféricas (Asia, África y América Latina). El cuadro siguiente muestra el desempeño económico histórico y la proyección 2009-2010, por tipo de economía y región geográfica.

RESUMEN DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO REAL
POR TIPO DE ECONOMIA Y REGION GEOGRAFICA
Variacion Porcentual Anual

		HISTORICAS								PROYECCIONES	
	PROMEDIO 1991-2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
MUNDO	**3.1**	**2.2**	**2.8**	**3.6**	**4.9**	**4.5**	**5.1**	**5.2**	**3.2**	**-1.3**	**1.9**
ECONOMIAS AVANZADAS	**2.8**	**1.2**	**1.6**	**1.9**	**3.2**	**2.6**	**3.0**	**2.7**	**0.9**	**-3.8**	**0.0**
USA	3.3	0.8	1.6	2.5	3.6	2.9	2.8	2.0	1.1	-2.8	0.0
ZONA DEL EURO		1.9	0.9	0.8	2.2	1.7	2.9	2.7	0.9	-4.2	-0.4
JAPON	1.3	0.2	0.3	1.4	2.7	1.9	2.0	2.4	-0.6	-6.2	0.5
OTRAS ECONOMIAS AVANZADAS	3.5	1.8	3.2	2.5	4.0	3.3	3.9	4.0	1.2	-3.9	0.4
ECONOMIAS EMERGENTES Y EN DESARRRLLO	**3.6**	**3.8**	**4.8**	**6.3**	**7.5**	**7.1**	**8.0**	**8.3**	**6.1**	**1.6**	**4.0**
AFRICA	**2.4**	**4.9**	**6.5**	**5.5**	**6.7**	**5.8**	**6.1**	**6.2**	**5.2**	**2.0**	**3.9**
AMERICA	**3.3**	**0.7**	**0.6**	**2.2**	**6.0**	**4.7**	**5.7**	**5.7**	**4.2**	**-1.5**	**1.6**
PANAMA	5.5	0.6	2.2	4.2	7.5	7.2	8.5	11.5	9.2	3.0	4.0
COMUNIDAD DE ESTADOS INDEPENDIENTES	**....**	**6.1**	**5.2**	**7.8**	**8.2**	**6.7**	**8.4**	**8.6**	**5.5**	**-5.1**	**1.2**
EUROPA CENTRAL Y ORIENTAL	**2**	**0.0**	**4.4**	**4.9**	**7.3**	**6.0**	**6.6**	**5.4**	**2.9**	**0.8**	**4.0**
ORIENTE MEDIO	**4**	**2.6**	**3.8**	**7.0**	**6.6**	**5.8**	**5.7**	**6.3**	**5.9**	**2.5**	**3.5**
PAISES EN DESARROLLO DE ASIA	**7.4**	**5.8**	**6.9**	**8.2**	**8.6**	**9.0**	**9.8**	**10.6**	**7.7**	**4.8**	**6.1**
CHINA	10.4	8.3	9.1	10	10.1	10.4	11.6	13	9	6.5	7.5
INDIA	5.6	3.9	4.6	6.9	7.9	9.2	9.8	9.3	7.3	4.5	5.6

FUENTE. FONDO MONETARIO INTERNACIONAL, PERSPECTIVAS DE LA ECONOMIA MUNDIAL, Abril de 2009

[7] Alemania ,Canadá USA, Francia , Italia Reino Unido y Japón.
[8] Corea, RAE de Hong Kong, Singapur y Taiwán
[9] BRIC, corresponde al grupo de economías emergentes formado por Brasil, Rusia, India y China
[10] Es un bien o servicio para el que existe demanda, pero que es provisto sin gran aportación de valor por el mercado, su precio viene determinado en función de su mercado completo

En la región latinoamericana se evidencia la crisis a partir del cuarto trimestre en 2008, impactando sobre todo a la economía real, especialmente en el ámbito de comercio físico, producto de la reducción de la demanda internacional de las materias primas, de la indisponibilidad de capital de riesgo para inversión y por consiguiente de la reducción del comercio internacional.

El impacto de la crisis financiera mundial se evidencio en las diversas economías nacionales de acuerdo a su particular vinculación con las economías avanzadas, (USA, Europa), fuente original de la presente contracción mundial. La economía latinoamericana se contrae significativamente, luego de seis años consecutivos de crecimiento regional (2001-2007), con un promedio de crecimiento anual para la región de 5.8% , se retrae el PIB regional a un indicador de -2.5, con un mayor impacto en las economías enfocadas a la exportación y con mayor vinculación al mercado norteamericano.[11]

Consecuente con la caída de la demanda mundial de las materias primas, derivada del impacto de la crisis financiera y económica mundial, se percibe una desaceleración económica general en América Latina y el Caribe a través de un menor crecimiento económico, que resultara en mayores presiones fiscales y a reducidos flujos de inversión. La disminución de los flujos de inversión tiene un efecto directo a la baja en el indicador del PIB.

La percepción del impacto en la crisis económica se refleja a través de las diferencias en las previsiones económicas para el año 2009, la cual a inicios del año 2008, los bancos Multilaterales, Bancos Privados y Agencias de Riesgos preveían un crecimiento regional en un rango entre 4.5 y 5%. El Fondo Monetario Internacional (FMI), presento en los meses de abril y octubre, revisiones al estimado anual del indicador del PIB de la región, que refleja una desaceleración general en un rango aproximado de 3.7 y 2.5% respectivamente.

[11] La economía latinoamericana mas afectada por la crisis, con pronósticos de -7.5 y 3.3 %, en 2009 y2010 respectivamente es la economía mexicana vinculada a los norteamericanos por el **Tratado de Libre Comercio de América del Norte TLCAN** conocido también por **TLC** o **NAFTA** (por sus siglas en inglés **North American Free Trade Agreement** o **ALÉNA**, del francés: "**Accord de libre-échange nord-américain**"), es un bloque comercial entre Canadá, Estados Unidos y México que establece una zona de libre comercio

2.2 Recuperación Económica Mundial

De acuerdo a los responsables de la economía norteamericana y a las principales agencias internacionales, la recesión mundial termino entre el segundo y tercer trimestre de 2009. Se anuncia que la recesión ha finalizado y se ha entrado en un periodo de recuperación, gracias a las fuertes intervenciones públicas de gobiernos de las economías avanzadas, especialmente del gobierno norteamericano y de los principales gobiernos europeos. El punto más bajo alcanzado por la economía norteamericana en el mes de junio, con el repunte en el mes de julio es una señal positiva en el presente ciclo económico recesivo

Es el parecer del FMI, que la economía mundial está nuevamente en crecimiento, impulsada por la recuperación y el enérgico desempeño del grupo de naciones que conforman el BRIC y por la estabilización de otras regiones económicas. El FMI predice que la contracción en este año será menor que la esperada y que la economía en el año 2010 será positiva, aunque vaticina que el ritmo de recuperación será lento no previéndose de inmediato, un rebote alto como en las ultimas crisis globales. Aun más, el FMI pronostica una recuperación lenta y dolorosa a partir del 2010.

Según el señor Bernanke, Presidente de la Reserva Federal (Banco Central de USA), "la recesión toca su fin en Estados Unidos tras cuatro trimestres consecutivos de contracción... Eso sí, la recuperación será lenta." De superar sus problemas económicos los norteamericanos, es de esperar que se fortalezca la confianza del consumidor levantando lentamente su demanda interna, repercutiendo en la producción interna y en el comercio exterior, con sus efectos inmediatos en la demanda internacional de materias primas y energéticos.

En los meses de julio y agosto, la economía de América Latina muestra indicios de estabilización y recuperación, ante las mejoras de los precios de las materias primas por el incremento gradual de la demanda y a la reinserción de la inversión extranjera luego de las mejoras de la finanzas globales. "Es probable que el crecimiento de la región ya se habrá reanudado en el tercer trimestre de este año y prevemos que repuntara moderadamente en 2010, en paralelo con la economía mundial."[12]

Las perspectivas por país varían dentro de la región latinoamericana. El crecimiento económico se deberá intensificar en las economías más grandes como Brasil, Argentina México... , pero el camino hacia la recuperación tendrá más obstáculos en Centroamérica

[12] Nicolás Eyzaguirre, ejecutivo del FMI, Conferencia del 4 de octubre, Reunión anual del FMI, Estambul, Turquía.

y el Caribe que dependen en demasía de la actividad económica en Estados Unidos.[13] Algunos países soportan una presión adicional a los shocks económicos externos por factores de vulnerabilidad interna y a la escasez de márgenes de maniobrabilidad de política económica.

Aunque, se pregona una aparente recuperación económica estadunidense y de otras economías avanzadas, con su efecto en la economía global. Persisten a la vez, situaciones de alta preocupación en la Zona Euro, donde países como Grecia, Irlanda, Portugal y España, en ese mismo orden, se encuentran fuertemente afectadas por alto endeudamiento, déficit fisca Esta crisis les, perspectivas negativas de crecimiento en el corto plazo, que pueden arrastrar a toda Europa, con su eventual efecto de cascada en la economía global.

Con respecto a Panamá, el FMI estimaba, en primera instancia que la economía nacional cerrara el 2009 con un crecimiento de 1.8%,[14] luego mejoro el estimado a 2.7%, lo que suponía una fuerte desaceleración tras los excelentes crecimientos de 12.1 y 10.7 en 2007 y 2008 respectivamente.[15] Pero en cambio el país logro alcanzar un registro positivo para el año 2009 de 3.0%, Aunque, un parámetro relativamente bajo el país pertenece a un club muy reducido, que presento registros positivos al final de este periodo de bajo crecimiento a nivel mundial. Un registro positivo, frente a la mayor parte de los países del mundo y de la región latinoamericana, los cuales presentaron en el año 2009, indicadores de contracción económica leve o severa, dependiendo de la vulnerabilidad interna o de la mayor o menor exposición a las fuentes de contracción mundial.

[13] EU es el socio comercial principal de comercio y a la disminución de las remesas por parte de sus connacionales.

[14] Esta predicción del FMI, estaba basada en los registros del Indicador Mensual de la Actividad Económica (IMAE) de abril y mayo que presentaron fuertes contracciones de 4.6 y 3.9%, respectivamente. Aunque es importante recalcar que la evidencia histórica de los datos trimestrales entre le IMAE y el PIB de los últimos años tiende alejarse, resultando el PIB mayor.

[15] Cifras revisadas por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censo, Boletín de Segundo trimestre del PIB, 15 de septiembre de 2009

2.3 Situación Económica de Panamá

Panamá un país ubicado como de ingreso medio-alto por el Banco Mundial, ha desarrollado históricamente una economía ***sui generis*** fuertemente ligada a su ubicación geográfica privilegiada y la existencia de tres (3) enclaves de servicios desarrollados por el país: El Canal, la Zona Libre de Colon (ZLC) y el Centro Bancario Internacional (CBI).

La interacción actual entre los enclaves y su particular régimen monetario[16], le dieron una especial estabilidad de precios y permitió a lo largo del siglo pasado y lo que va de la presente década, el desarrollo de actividades complementarias de servicios, particularmente aquellos relacionados a los negocios internacionales. La participación del sector servicios dentro del PIB, incluyendo el rubro de transporte, almacenamiento y comunicaciones siempre ha sido preponderante, alcanzando en estos últimos años una participación de hasta 78 %.

Por consiguiente desde los inicios de la Nación, la economía nacional ha desarrollado una estructura dual, que sigue vigente hasta la actualidad y donde coexisten un sector moderno basado en servicios de carácter exportable, dinámico, competitivo e inserto en la economía internacional, pero con muy poca conexión con la economía nacional. El otro sector que subyace está enfocado hacia actividades agrícolas o industriales poco competitivas internacionalmente y destinadas esencialmente hacia el mercado interno.

La dualidad persiste a nivel geográfico con una concentración aproximada de 55% de la población en el área metropolitana, Provincias de Panamá y Colon, ubicadas en el eje del Canal de Panamá, ligadas directa e indirectamente a las actividades de servicios internacionales, el cual recibe el grueso de del ingreso nacional. Con lo cual, el segmento restante de la población es en gran parte de carácter rural e indígena relacionado primordialmente a las actividades agrícolas de subsistencia y con una pequeña participación en actividades secundarias dentro de la agroindustria.

Esta dualidad de la estructura económica se refleja también en el ámbito social, aunque el País registre en los últimos veinte años, un crecimiento económico superior al promedio de los países de América Latina, ostenta altos índices de pobreza y una desigual distribución del ingreso,[17] no obstante tener una población relativamente pequeña y mostrar presupuestariamente un alto nivel de gasto social con respecto al PIB.

---

[16] Desde 1904, circula oficialmente en Panamá la moneda estadunidense, el Dólar ($ USA) , junto al Balboa moneda oficial, principal moneda de intercambio comercial. Lo que ha facilitado la inserción del país en el Comercio mundial. El valor paritario es igual, 1 a1.

[17] El país tiene el demerito de poseer la segunda peor distribución del Ingreso en Latinoamérica.

2.4 Evolución Reciente de la Economía Nacional

Periodo 2001-2009

Consecuente con un periodo de expansión económica mundial 2004-2008, en que el Producto real global estuvo creciendo a una rata de 4.6%, Panamá mantuvo un crecimiento real promedio anual en los cinco años anteriores de 8.7%, solo superado a nivel mundial, por los países en desarrollo con mayor dinamismo de Asia (China 10.8% e India 8.9%). Ver Cuadro con la información histórica del PIB, periodo 2001-2008.

El alto crecimiento registrado por la economía panameña en el periodo reciente se destaca en el área de la construcción, el área del transporte y almacenamiento, que han crecido en promedio 14 y 11% respectivamente durante el periodo 2001-2009. La primera, la de más dinámica en tres años (2006-2008), con una tasa de crecimiento sostenido de 24% anual, alcanzando un crecimiento de hasta 31% en el año 2008, es impulsada por el boom inmobiliario de alto costo dirigido a los extranjeros y al desarrollo de centros comerciales. Esta actividad desacelero a un 4.6% en el último año, 2009.

La actividad del transporte y almacenamiento de mayor participación estructural con una participación del 22% del PIB en el 2009, fue a su vez favorecida por la reciente expansión económica mundial, con respecto al transporte de materias primas, energéticos y mercancía en general, dado el incremento en el periodo del consumo mundial.[18]

Otro factor que influyo en el alto crecimiento de Panamá en este periodo, fue el comportamiento de la Inversión Extranjera Directa (IED). Durante este periodo la IED en el país se duplico pasando de un promedio de menos de 500 millones por año en la década 1990-2000, a aproximadamente 1,260 millones anuales en el periodo 2001-2008. Con mayor impacto en estos últimos tres años 2006-2008 en donde el promedio anual de IED ha llegado a un promedio de anual de 2,270 millones.

Hay varios fenómenos simultáneos que explican el positivo comportamiento del IDE en este periodo, en primer lugar un notable proceso de fusiones y adquisiciones de grandes empresas en el país, destinadas a lograr una buena posición en el mercado domestico (Cervecería Nacional, Bellsouth Panamá y del grupo nacional bancario Banistmo por HSBC). Adicionalmente se han estado realizando compras de empresas de mediana capacidad, específicamente por capitales colombianos y venezolanos (por ejemplo Grupo Pascual, Embutidos Berard). Por otro lado a la fecha, se visualizan otras grandes adquisiciones como Grupo Industrias Lácteas por capital mexicano FEMSA.

[18] Incrementos en cantidad y *ad-valorem*

REPÚBLICA DE PANAMÁ
CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
Dirección de Estadística y Censo

ÚLTIMA-VERSIÓN. PANAMA EN CIFRAS 2002-2007 Agosto 29, 2008 y CIFRAS ESTIMADAS DEL PIB AÑO 2008

PRODUCTO INTERNO BRUTO A PRECIOS DE COMPRADOR EN LA REPÚBLICA, SEGÚN CATEGORÍA DE ACTIVIDAD ECONÓMICA, A PRECIOS DE 1996:

Categoría de actividad económica	Descripción	Producto interno bruto a precios de comprador (en millones de balboas)								
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009 (P)
A	Agricultura, ganadería, caza y silvicultura	588.3	565.2	581.1	592.9	621.6	670.6	688.8	719.5	653.3
B	Pesca	261.0	312.3	377.8	379.0	375.4	368.5	356.2	412.2	397.0
C	Explotación de minas y canteras	75.6	89.3	120.9	136.0	136.1	159.5	197.8	259.0	270.4
D	Industrias manufactureras	1,026.3	999.4	965.4	985.5	1,026.9	1,066.7	1,126.7	1,170.9	1,165.7
E	Suministro de electricidad, gas y agua	357.0	381.5	387.0	410.6	433.4	447.6	484.3	502.9	540.8
F	Construcción	394.1	365.4	491.0	561.6	566.8	671.2	819.3	1,075.0	1,124.7
G	Comercio al por mayor y al por menor; reparación de	1,703.5	1,668.1	1,686.8	1,881.9	2,047.4	2,274.0	2,517.7	2,695.2	2,737.4
H	Hoteles y restaurantes	259.2	277.4	306.2	347.6	386.1	433.2	494.9	535.9	549.7
I	Transporte, almacenamiento y comunicaciones	1,767.5	1,803.2	1,999.0	2,296.3	2,567.9	2,920.9	3,417.5	3,945.8	4,206.3
J	Intermediación financiera	1,090.4	1,011.9	939.4	887.0	1,032.4	1,187.1	1,414.7	1,614.6	1,604.7
K	Actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler	690.5	717.5	753.9	834.9	899.0	947.4	1,039.8	1,076.7	1,045.7
M	Enseñanza privada	82.4	84.8	88.7	92.8	96.9	105.9	113.4	121.8	134.7
N	Actividades de servicios sociales y de salud privada	111.9	118.7	122.9	129.5	163.9	137.8	155.6	163.9	168.8
O	Otras actividades comunitarias, sociales y personales de servicios	368.9	388.4	394.8	410.3	548.3	448.4	513.1	548.3	571.9
..	Menos: Servicios de Intermediación Financiera	369.0	288.2	300.2	262.5	289.0	374.3	379.8	403.9	430.4
	Subtotal Producción de mercado (P.11) (1)	**8,407.6**	**8,494.9**	**8,914.7**	**9,683.4**	**10,613.1**	**11,464.5**	**12,960.0**	**14,437.6**	**14,740.7**
F	Construcción	25.8	24.6	25.7	27.0	27.8	32.8	37.9	45.3	45.6
K	Actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler	1,103.9	1,150.0	1,201.7	1,268.2	1,358.4	1,453.9	1,568.0	1,718.9	1,874.3
P	Hogares privados con servicio doméstico	84.3	93.1	95.1	102.7	104.5	111.3	112.6	114.7	113.6
	Subtotal Producción para uso final propio (P.12)	**1,214.0**	**1,267.7**	**1,322.5**	**1,397.9**	**1,490.7**	**1,598.0**	**1,718.5**	**1,878.9**	**2,033.5**
L	Administración pública y defensa; seguridad social de afiliación obligatoria	514.5	520.2	473.2	527.7	510.9	541.7	586.6	597.1	
M	Enseñanza	356.4	364.4	395.3	381.5	377.7	377.9	394.3	416.0	
N	Actividades de servicios sociales y de salud pública	256.1	284.5	317.1	305.7	317.4	310.0	288.6	305.0	
O	Otras actividades comunitarias, sociales y personales de servicios	1.9	2.2	2.4	2.1	2.3	2.2	3.2	2.9	
	Subtotal Otra producción no de mercado (P.13)	**1,128.9**	**1,171.3**	**1,188.0**	**1,217.0**	**1,208.3**	**1,231.8**	**1,272.7**	**1,321.0**	**1,353.3**
	Valor Agregado Bruto, en valores básicos	**10,750.5**	**10,933.9**	**11,425.2**	**12,298.3**	**13,312.1**	**14,294.3**	**15,951.2**	**17,637.5**	**18,127.5**
..	Más: Derechos de importación	208.9	211.5	198.2	207.9	228.7	285.3	349.4	365.0	346.2
..	Más: Impuesto a la transferencia de bienes muebles	139.7	136.7	139.2	170.7	191.8	254.5	302.4	330.3	356.6
..	Más: Otros impuestos sobre los productos	397.1	460.8	465.6	500.0	539.5	562.0	639.5	650.0	672.2
..	Menos: Subvenciones a los productos	60.0	51.8	45.4	77.7	79.8	157.5	158.1	170.0	124.0
	TOTAL A PRECIOS DE COMPRADOR	**11,436.2**	**11,691.1**	**12,182.8**	**13,099.2**	**14,192.3**	**15,238.6**	**17,084.4**	**18,812.8**	**19,378.5**
			2.2%	4.2%	7.5%	8.3%	7.4%	12.1%	10.1%	3.0%

(1) La categoría de actividad económica "O", componente de este subtotal, incluye los valores agregados pertenecientes a Otra producción no de mercado (P.13), correspondientes a Instituciones sin fines de lucro que sirven a los hogares, los cuales no se pueden separar.

(P) Cifras preliminares
.. Dato no aplicable al grupo o categoría

Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC)

Otra de la vertientes de ingresos de capitales, se da en la explotación de sectores o actividades no tradicionales como el sector inmobiliario, con respecto a la construcción y venta de apartamentos y urbanizaciones para satisfacer la demanda especifica del denominado turismo residencial, dirigida especialmente a ciudadanos provenientes de economías avanzadas, con disposición a tener una segunda casa o a retirarse en nuestro país, gracias a ventajas comparativas con otros territorios que incursionan en esta actividad.

Los efectos de la crisis financiera mundial, repercutieron en los índices de las actividades económicas del año 2009, el cual medido a través PIB trimestral, del segundo trimestre de 2009 mostro un crecimiento 2.43% con respecto a igual periodo del año anterior el cual venia de 12.3% con respecto al primer semestre del 2007. Lo que evidencia la desaceleración del desempeño económico del país en los dos últimos trimestres del 2008 y los dos primeros trimestres del año 2009, coherente con los efectos de la crisis global, concluyendo el año 2009 con una desaceleración significativa, dado el registro alcanzado al final del año de 3.02%.

Es necesario mencionar una condición "*sui generis*" de nuestra economía, en la que históricamente los periodos inmediatos las elecciones nacionales (pre- y pos-electoral), como el ejecutado en el país en mayo de 2009, tiene efectos de dilación en las decisiones económicas, implicando desaceleración en las actividades económicas del año electoral, tornándose en un factor o elemento adicional a la baja del indicador de crecimiento.

En detalle esta desaceleración se refleja en la caída del sector primario con las actividades de Agricultura, Pesca, Explotación de Canteras cae en conjunto de un crecimiento sectorial de 11.5% en el 2008 a dígitos negativos de - 5.6%, en el año 2009, una caída absoluta de 17 puntos porcentuales. Aunque el sector primario solo explica en promedio el 7.5% del PIB, la cantidad y la calidad de la mano de obra que es afectada, es primordial para definir la distribución de ingreso de la economía nacional.

En el sector secundario, en el cual se incluyen unas de las actividades más dinámicas de la economía, el sector Construcción que pasa de 31% en el 2008 a 4.6.8%, el sector Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones de 15.5% a 6.6%. Las otras actividades del sector transformación como la Industria pasa de un promedio de crecimiento de aproximadamente 4% a -0.4%, mientras que en las actividades de generación eléctrica y producción de agua se invierte la tendencia, pasando de un crecimiento de 3.8% en el 2008 a 7.5% en el 2009, superior al crecimiento histórico de 5.7%. En conclusión el sector Secundario e infraestructura ha sido el menos afectado en el periodo con una disminución de aproximadamente de una 10 unidades porcentuales (10%). Pasando 14.5 en el año 2008 al año 2009 5.1%.

Esta desaceleración, obedece principalmente a los efectos derivados de la presente crisis mundial, que afectó las actividades económicas nacionales más dinámicas e insertas en la economía global como el Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones, la Intermediación Financiera, Comercio al por Mayor y Menor, los cuales corresponden en el ultimo año, al 44% del PIB. Además, es de destacar que las actividades Construcción, de Hoteles y Restaurantes, vinculadas al Turismo, a los cuales correspondían los mayores crecimientos en los últimos cinco años también muestran una fuerte desaceleración, los mismos explican un 9% del PIB.

Con respecto a los factores de impulso extra nacional, las condiciones que se presentaron de 2005 a la fecha, no preveían la alta volatilidad en los precios del petróleo y en consecuencia de la energía, afectando los precios de las principales materias primas en el pasado año, con lo cual se lleva al mundo a un efecto inflacionario global y con alto impacto en la economía domestica.

El incremento del precio internacional del crudo y por consiguiente de los combustibles y otros energéticos, en una economía importadora como Panamá, impacto negativamente en el desempeño de la economía interna. El movimiento de los precios de los combustibles, desde una etapa de estabilidad relativa en un largo periodo de años (1996 - 2003), donde los precios el barril de crudo no superaron la franja de los 30 dólares a un periodo inmediato de incremento constante 2004-2008 donde el precio del crudo alcanza su máximo histórico, en julio de 2008, provoco además de un proceso inflacionario total la aparición de adicionales inconveniencias al proceso de crecimiento nacional, los cuales fueron superados por los factores positivos de este periodo.[19]

Después de duplicarse los precios del crudo llegando a su techo en julio del 2008 (145.40 $USA/b) los precios bajaron a menos de un tercio a inicios del mes de diciembre del 2008 a abril del presente año, para luego estabilizarse temporalmente en estos últimos dos años en una franja entre 66 y 87 dólares, el barril de crudo.[20] Situación que ha permitido en estos dos últimos años, una estabilidad temporal de los precios de los combustibles y de la electricidad, contribuyendo parcialmente al desarrollo de las actividades económicas en este periodo.

---

[19] Hasta mediados del año 2007, la paridad con el dólar le había permitido a Panamá tener un inflación baja, históricamente este indicador había fluctuado alrededor del I% anual. En cambio durante los últimos cuatro años (2005-2008), se ha disparado a una inflación promedio anual de 4.6% con un tope máximo en 2008 de 8.7%

[20] Con una marca tendencia al incremento real del precio en los últimos seis mese en una franja entre 75 y los 90 $USA/b.

Por otro lado, el necesario crecimiento estable (5.0%) de la economía mundial[21], de momento no es alcanzable ante los problemas derivados la crisis global. El comercio mundial ha disminuido, afectando la ruta del canal, lo que significa, para Panamá menores ingresos por peajes, derechos, servicios portuarios, almacenamiento, y por los diversos servicios indirectos que el transporte marítimo, generan en el país. En el presente se atisba una recuperación lenta de la economía mundial, para nueva vuelta a un ciclo de crecimiento, en el mediano plazo 2011-2014.

La crisis financiera mundial no solo dio un giro a los mercados de capitales, sino provoco cambios sustanciales en las estrategias de negocios a futuro, de distintas actividades económicas. Como es el caso de la actividad inmobiliaria que fue fuertemente afectada, especialmente en la oferta de ***"real estate"*** de alto costo, ya que su mercado ha disminuido por las dificultades económicas en Estados Unidos y Europa, por consiguiente al ingresos de sus ciudadanos y en especial a los segmentos de población, al que estaban dirigidos este tipo de proyectos. Por otro lado esta actividad también fue afectada por la escasez de financiamiento local, por parte de los bancos del CBI, más por cautela que por falta de liquidez.

La economía nacional se presenta en el corto plazo con condiciones adversas, a las actividades que mostraron más dinamismo en estos últimos años. La construcción, al igual que el transporte y almacenamiento, el comercio al por mayor y menor, la intermediación financiera y la actividades inmobiliarias, las cuales explican más del 50% del PIB, son antagonizadas parcialmente por la secuelas de la crisis global.

Primer semestre de 2010 (Enero-Junio)

Los índices de crecimiento de las actividades económicas del año 2010, medido a través PIB trimestral, mostro un crecimiento 6.3% del segundo trimestre con respecto a igual periodo del año anterior el cual venia de 3.0% con respecto al primer semestre del 2008, pero por debajo del promedio alcanzado en el periodo 2006-2008, de 10.4%. Lo que evidencia el cambio de tendencia, recuperación de la economía en el presente año, coherente con los efectos aun de la secuela de la crisis global 2008-2009.

La recuperación económica no se refleja en la caída del sector primario con las actividades de Agricultura, Pesca, Explotación de Canteras cae en conjunto en el primer semestre del 2010 -3.3% viniendo de una caída de -7.2% en el primer semestre del 2009;

[21] Parámetro de crecimiento global planteado por el Banco Mundial (World BanK), como condición necesaria para el impulso del Comercio Mundial y por ende el desarrollo a nivel global, con especial enfoque en las economías emergentes .

especialmente por la actividad Pesca, la cual cayó un 18%m, mientras la Agricultura creció 1.1% y la minería un 5%.

El sector secundario, muestra mejores signos de recuperación, específicamente el rubro Construcción que desacelera, al tener un crecimiento de 4.6%, en gran parte debido a las iniciadas obras de Ampliación del Canal y de infraestructura estatal, ya que le sector privado pertinente, se encuentra aun paralizado por los efectos de la crisis.

El sector Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones alcanza en el primer semestre dígitos de 14.0%, 8 puntos porcentuales sobre el año 2009. Las otras actividades del sector transformación como la Industria tiene un ínfimo crecimiento de solo medio por ciento, mientras que las actividades de generación eléctrica y producción de agua mantienen un crecimiento estable, 5.7%. En conclusión el sector ha sido el menos afectado en el periodo con una situación positiva de 9.5%.

En el sector servicios, se escenifica el mejor desempeño semestral, Comercio al por Mayor y Menor, Actividades Inmobiliarias y Alquileres, las cuales alcanzan tasas de crecimiento semestrales de10.2 y 6.4% en el 2010, luego de venir el año anterior con tasas negativas de -2.1%, -3%, respectivamente. Dada su alta participación histórica promedio en el PIB, el sector terciario refleja un crecimiento 6.7% en el primer semestre del 2010 sobre una contracción del sector de 1.3% en el 2009, para una ganancia de 8 unidades porcentuales.

En lo que respecta al comportamiento de la IED durante la primera parte del año, se evidencia una significativa recuperación en el ingreso de capitales hacia el país. Durante el primer trimestre del 2010 la Inversión Extranjera Directa (IED) en la economía de Panamá alcanzó los mil 144 millones de dólares, un crecimiento porcentual de casi 200% sobre el mismo periodo del año anterior. Ese comportamiento refleja la confianza de los empresarios del país, apoyados en las señales de recuperación económica a nivel internacional, según el Ministerio de Comercio e Industria (MICI).

3 PRONOSTICOS DEL PIB

3.1 CORTO PLAZO

Para los pronósticos DE CORTO PLAZO utilizados en el **Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional** (**PESIN 2011-2025**), en primera instancia y como base fundamental del pronóstico, se consideran las estimaciones del PIB esperados en el periodo 2009-2010, de acuerdo a las últimas perspectivas publicadas, por entidades con prestigio en este campo. Los pronósticos utilizados para este periodo provienen de:

- Gobierno: Ministerio de Economía y Finanzas (MEF);

- Agencias Internacionales: FMI, BANCO MUNDIAL, CEPAL, BID;
- Instituciones Económicas Nacionales: Cámara de Comercio, Sindicato de Industriales (SIP);
- Consultores y Agencias de Riesgos: Deloitte, INDESA, Panama Economy Insight, Fitch Ratings, Moody's;
- Bancos comerciales (BBVA)
- Otras fuentes y expertos económicos: The Economist Magazine.

Con el fin de definir el pronóstico más viable para estimar el PIB del presente año y el próximo, se analizan los estimados publicados, determinando en primera opción los promedios aritméticos como los estimados más confiables.

PRONOSTICOS DEL PIB AÑOS 2010 POR INSTITUCIONES SUPRANACIONALES O MULTILATERALES, CALIFICADORAS Y BANCOS Y ENTIDADES PRIVADAS

ENTIDADES	PRONOSTICOS				
	2010 (*)				OBSERVACIONES
	Est Ant.	Est. Rec.			ULTIMA REVISION
		Desde	Hasta	Prom.	
PRONOSTICO OFICIAL					
MEF	3.5	6.5	7.0	6.8	Actualizado el 17 de junio de 2010
ENTIDADES SUPRANACIONALES					
FMI	3.7	4.5	6.2	5.4	Ultimo Informe, 6 de octubre de 2010
World Bank (Banco Mundial)	2.8		4.5	4.5	Verano del 2010
Banco Interamericano de Desarrrollo					
CEPAL	4.5		5.0	5.0	Actualizado el 21 de julio de 2010
Banco Centroamericano de Intregracion Economica (BCIE)		3.5	4.5	4.0	Enero del 2010
CALIFICADORAS, BANCOS y ESPECIALISTAS					
Deloitte (Domingo Latorraca)		3.5	4.0	3.8	
INDESA (G Chapman, Marcos Fernandez)	4.0	5.9	6.2	6.1	14 abril de 2010
Fitch Rating			5.2	5.2	18 mayo de 2010
Latin Consulting			4.0	4.0	
Moody's					
JP Morgan			5.0	5.0	Actualizado el 17 de junio de 2010
Standard & Poor's, (***S&P***)	5.0		5.0	5.0	Actualizado el 17 de junio de 2010
Panamá Econmy Insight	2.3		4.5	4.5	Actualizado el 17 de junio de 2010
BBVA	4.5		6.0	6.0	Actualizado el 18 de octubre de 2010
The Economist Magazine	3.5		3.5	3.5	Actualizado el 17 de junio de 2010
INSTITUCIONES Y ASOCIACIONES EMPRESARIALES					
Sindicato de Industriales (SIP)	5.0		5.0	5.0	18 de diciembre de 2009
Camara de Comercio de Panamà	4.0		5.8	5.8	Septiembre del 2010
Camara Panameña de la Construccion (CAPAC)			4.2	4.2	15 DE MAYO DE 2010
Colegio de Economistas de Panamà	5.0		5.0	5.0	
OTROS EXPERTOS					
Nicolas Ardito barletta					
Adolfo Quintero		5.3	6.2	5.8	
David Saied	1.75				
Bulltick Capital Market	4.00		4.0	4.0	

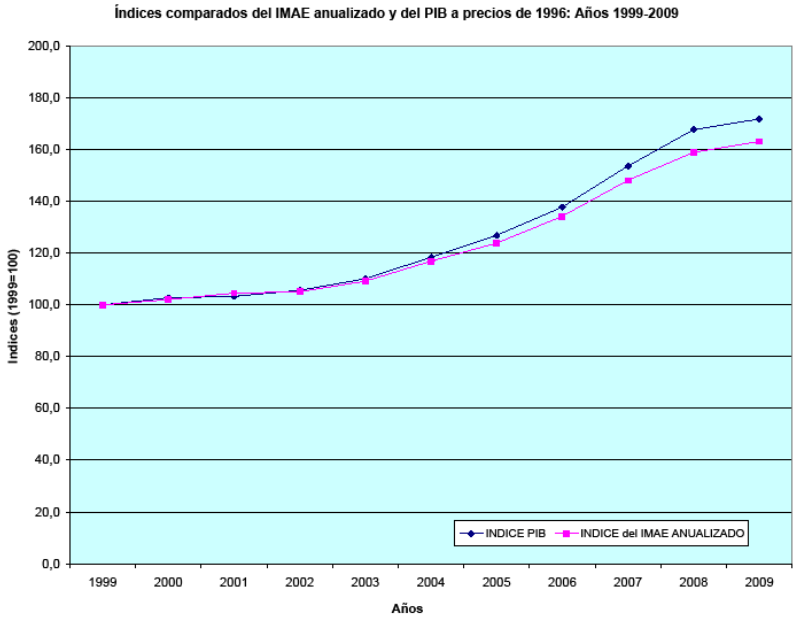
Promedio simple	**3.98**	**4.87**	**5.04**	**4.92**
Mínimo absoluto	1.8			3.5
Máximo absoluto	5.0			6.8
Excluye Minimo y maximo absoluto				**4.90**

FUENTE: VARIAS PUBLICACIONES NACIONALES E INTERNACIONALES ,WEB

En segunda instancia se verifican con el desempeño, variación porcentual y estructura de participación según actividad económica y sector económico de producción, de la base histórica reciente del PIB, periodo 2001-2009, en dólares constantes del año 1996. Por consiguiente, se analizan los promedios históricos del periodo 2001-2008, de los últimos tres años (2006-2008) y de dos años 2008-2009, con el fin de obtener y verificar la estructura de participación de las actividades en el indicador total, que más se aproximen a la estructura esperada del PIB.

Con el fin de darle seguimiento a los fenómenos económicos en el corto plazo, se analizan los registros preliminares de los indicadores económicos de corto plazo, Producto Interno Bruto Trimestral (PIBT) y el Índice Mensual de la Actividad Económica (IMAE). Los cuales son herramientas de análisis estadísticos, que registran los cambios estructurales ocurridos en la economía en periodo de tiempo menores a un año, lo que permite pronosticar el PIB del 2011.

Como en los últimos cinco años, periodo 2004-2009, por su *cobertura de datos y metodologías*, han venido apareciendo diferencias significativas entre los registros anuales del PIBT y del IMAE anualizado, diferencias que han ido en aumento a medida que transcurren los periodos anuales, ya que el primero estima con la mayor precisión posible el *valor agregado* y el segundo se acerca a una medida de *producción*. Indicando la necesidad de una revisión exhaustiva del IMAE de manera que permita nuevamente su acoplamiento con el indicador anual del Producto. Por consiguiente, es más difícil conocer lo que está sucediendo en la economía, con el IMAE para estimar el rumbo del PIB, por lo cual en este análisis se evito utilizar este indicador.



En consideración a la desaceleración de las actividades económicas que componen el PIB, a efecto del "shock externo" y a la vulnerabilidad intrínseca de nuestra economía, se analizó su desempeño por medio de las cifras estimadas de PIB Trimestral de la primera mitad del año 2010 que mostro incrementos de 5.8 y 6.8% con respecto al año anterior, cuando en el periodo anterior 2008-2007, a efectos de la crisis se obtuvieron incrementos de solo 3.6 y 2.3% respectivamente.[22]

El análisis de desempeño de los primeros semestres de la primera mitad del año en el periodo 2005-2009, con el fin de determinar el efecto multiplicador del año con respecto a la primera mitad, refleja históricamente que los montos obtenidos en el segundo trimestre, son mayores que en el primer semestre. La excepción es la Actividad de Agricultura, Silvicultura y Caza que por efectos climáticos tiene su mejor desempeño en el primer semestre.

Por consiguiente, el estimado anual del PIBT, considerando los valores trimestrales de la primera mitad del año, se afecta por el factor múltiple promedio de cada actividad económica, totalizada por sectores de producción. De esta manera se obtiene un estimado anual del PIB estructurado por actividad y sector económico. La variación porcentual estimada por este método para el año 2009, da un indicador anual de

[22] El análisis de PIB trimestral sobre los registros anuales tiene la ventaja de representar de la mejor manera el desempeño ciclos interanuales de las actividades.

crecimiento de 6.8%, el cual se encuentra dentro del rango de los pronósticos emitidos y publicados para el presente año por expertos.

Con el fin de precisar el comportamiento de la economía en el presente año, se ajusta la estructura obtenida al mejor estimado para el fin de año, que en este caso se considera el promedio aritmético modificado con la exclusión de los pronósticos máximo y mínimo, con lo cual se obtiene un estimado promedio de de crecimiento por expertos de 4.9%. Un mínimo de 3.5% y un techo o máximo de 6.8% De aquí se derivan los montos esperados por cada actividad.

En el cuadro siguiente se estiman los montos de las actividades económicas por actividad y sector económico para el año 2010.

GRAN DIVISION ECONOMICA	PIB I TRIM 2010 (E)	PIB II TRIM 2010 (E)	PIB I SEM 2010 (E)	ESTRUCTURA I SEMESTRE AÑO 2010 (%)	FACTOR MULTIPLE PROMEDIO (*)	ESTRUCTURA AÑO 2010 (%)	FACTOR MULTIPLE PROMEDIO (1)	ESTRUCTURA AÑO 2010 (%)	ESTRUCTURA AJUSTADA (*) AÑO 2010 (%)	PIB ESTIMADO AÑO 2010
1. Agricultura, silvicultura y caza	179.6	177.8	357.5	3.56%	1.79	639.8	1.85	660.6	3.18%	657.9
2. Pesca	63.5	85.1	148.7	1.48%	2.12	315.4	2.21	328.6	1.58%	327.2
3. Explotación de canteras	78.0	70.7	148.8	1.48%	2.04	303.4	2.04	303.5	1.46%	302.2
Subtotal Sector Primario	**321.2**	**333.7**	**654.9**	**6.51%**	**1.91**	**1,258.6**	1.91	**1,292.6**	**6.22%**	1,287.3
4. Industria Manufacturera	296.1	291.4	587.6	5.84%	2.00	1,173.8	2.00	1,174.3	5.65%	1,169.5
5. Electricidad, gas y agua	135.9	146.3	282.2	2.81%	2.02	570.4	2.04	575.7	2.77%	573.3
6. Construcción	319.7	294.0	613.7	6.10%	2.07	1,272.3	2.00	1,224.3	5.89%	1,219.3
7. Transporte, almacenamiento y comunicaciones	1,137.8	1,180.2	2,318.1	23.06%	2.06	4,779.5	2.10	4,867.9	23.43%	4,847.9
Subtotal Sector Secundario y de Infraestructura	**1,889.6**	**1,911.9**	**3,801.5**	**37.81%**	**2.05**	**7,796.0**	2.05	**7,842.2**	**37.74%**	7,810.0
8. Comercio al por mayor y al por menor	657.3	677.7	1,335.1	13.28%	2.19	2,925.6	2.20	2,937.2	14.14%	2,925.1
9. Hoteles y Restaurantes	143.6	140.2	283.7	2.82%	2.13	603.1	2.12	601.5	2.90%	599.1
10. Intermediación Financiera	428.5	438.2	866.7	8.62%	2.01	1,741.9	1.90	1,646.7	7.93%	1,640.0
11. Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	271.7	272.5	544.2	5.41%	2.03	1,105.9	2.04	1,110.1	5.34%	1,105.6
12. Enseñanza Privada	35.4	35.8	71.2	0.71%	2.01	142.9	2.00	142.4	0.69%	141.8
Menos: Servicio de intermediación financiera	-117.7	-114.0	-231.7	-2.30%	2.03	-471.2	1.94	-449.4	-2.16%	-447.6
Subtotal Sector Terciario (comercial y financiero)	**1,418.8**	**1,450.4**	**2,869.2**	**28.54%**	**2.10**	**6,048.2**	2.10	**5,988.5**	**28.82%**	5,963.9
13. Actividades de servicio sociales y de salud privada	42.7	43.4	86.1	0.86%	*2.03*	175.2	2.03	174.8	0.84%	174.0
14. Otras actividades comunitarias, sociales y personales	149.3	152.4	301.8	3.00%	2.05	618.5	2.04	615.6	2.96%	613.1
15. Productores de servicios gubernamentales	337.4	333.0	670.3	6.67%	2.08	1,397.2	2.07	1,387.6	6.68%	1,381.9
Construcción	12.3	12.0	24.4	0.24%	2.02	49.1	1.94	47.3	0.23%	47.1
Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	480.2	501.1	981.3	9.76%	2.03	1,993.4	2.03	1,993.4	9.59%	1,985.3
Hogares privados con servicio doméstico	28.7	29.9	58.6	0.58%	2.02	118.1	2.02	118.1	0.57%	117.6
16. Productores de servicios domésticos	521.2	543.0	1064.2	10.58%	2.03	2,160.4	2.03	2158.9	10.39%	2,150.0
Subtotal Sector Terciario (oficial y personal)	**1,050.7**	**1,071.8**	**2,122.5**	**21.11%**	**2.05**	**4,351.3**	2.05	**4,336.9**	**20.87%**	4,319.0
Más: Derechos de importancia e ITBM									0.00%	0.0
Más: ITBM que graba las compras de los hogares									0.00%	0.0
Más: Otros impuestos a los productores									0.00%	0.0
Menos: Subvenciones a los productos									0.00%	0.0
Subtotal Impuestos y transferencias	**257.6**	**348.3**	**605.9**	**6.03%**	**2.17**	**1,317.7**	2.17	**1,317.7**	**6.34%**	1,312.2
Producto Interno Bruto Real	**4,937.8**	**5,116.1**	**10,054.0**	**100.0%**	**2.06**	**20,725.4**	2.06	**20,777.9**	**100.00%**	**20,692.5**
TASA DE VARIACION	**9.60%**	**9.36%**	**9.48%**			**6.95%**		**7.22%**		**6.78%**
		3.61%								**20,692.5**

(*) Promedio de Factor Multiple Anual - I Semestre , años 2005-2009

(1) Promedio de Factor Multiple Ajustado por Perspectivas Actualizada de cada Actividad$_i$

Fuente: Elaboracion propia con base en los boletines INEC, Panamá en Cifras 2002-06

Para la estimación del pronóstico del año 2010, se considera como base el comportamiento de crecimiento promedio de las actividades económicas en el periodo 2001-2008, ajustados por la estructura de participación individual de las actividades y de los agregados sectoriales.

En consideración a su desempeño histórico de esta década, se definen escenarios particulares de cada actividad y sector económico, por medio de supuestos de comportamiento futuro de la actividad, enfatizando el desempeño de los últimos tres años. Para el próximo año 2011, se puntualizan las expectativas de cada actividad por medio de una tasa de variación ajustada.

En consideración que la economía nacional presenta una recuperación significativa en el primer semestre del año 2010, con un parámetro para el primer semestre de 6.1%, de mantenerse el actual desempeño de las actividades económicas, se espera alcanzar al final del año una tasa de crecimiento aproximada a 6.8%.

En consideración, que se espera alcanzar la anterior tasa de 6.8%, al fin del presente año, y de mantenerse en el próximo año un desempeño económico estable de las actividades, es posible esperar que el pronóstico más probable del PIB este entre 6.5 a 7%. De escenificarse, en ese año condiciones más favorables para la economía, se podría esperar que la tasa de crecimiento este entre 7.5% (tasa máxima pronosticada por expertos para el año 2011) o que se alcance como *techo* el promedio anual de desempeño económico de los últimos cinco años (2005-2010), una tasa de 8.4%.

Para presentar condiciones inesperadas, que afecten en forma negativa el desempeño de las actividades más dinámicas, se considera los pronósticos pesimistas mínimos, emitidos por las entidades que van de van de 3.7 a 5%. Correspondientes al piso de los pronósticos emitidos por expertos y como límite superior al promedio de pronósticos emitidos por el gobierno y la CEPAL, a inicios del año 2010..

Por consiguiente, el pronóstico del año 2011, se presenta en tres escenarios: optimista, moderado y pesimista, de manera que contemplen el derrotero económico a efectos de los posibles impactos positivos y negativos externos, en conjunción con las variantes estructurales que se desarrollen en ámbito interno. Los escenarios para el 2011 conllevan alcanzar como registros máximo, promedio o conservador y mínimo, de 7.5, 7.0, 5.0% respectivamente, Ver cuadro siguiente.

En el cuadro del PIB Estimado 2011, Por Actividad Económica, se detallan los montos esperados por actividad y su respectiva participación por escenario

ESCENARIOS DE VARIACION DEL PIB EN EL 2011
SEGÚN ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION ECONOMICA y VARIACION ESTRUCTURAL HISTORICA
(En millones de dólares de 1996)

GRAN DIVISION ECONOMICA	AÑO 2010		VARIACION ANUAL AÑO 2011 BASADA EN LA TASA ACUMULADA ANUAL DE REFERENCIA (1)								
			ESCENARIO OPTIMISTA			ESCENARIO MODERADO			ESCENARIO PESIMISTA		
	ESTRUCTURA AJUSTADA (*) AÑO 2010 (%)	MONTO ESTRUCTURAL	MONTO ESTRUCTURAL AJUSTADO	TASA AJUSTADA	Observacion	MONTO ESTRUCTURAL AJUSTADO	TASA AJUSTADA	Observacion	MONTO ESTRUCTURAL AJUSTADO	TASA AJUSTADA	Observacion
1. Agricultura, silvicultura y caza	3.18%	657.9	664.4	0.98%	Sostenido	652.6	-0.81%	Sostenido	643.1	-2.26%	Desaceleracion en 90%
2. Pesca (2)	1.58%	327.2	334.0	2.08%	Cambio de tendencia	333.8	2.02%	Desacelera	331.3	1.25%	Desacelerado en 90%
3. Explotación de canteras	1.46%	302.2	357.0	18.14%	Crecimiento sostenido	357.0	18.12%	Sostenido	340.7	12.73%	Desacelerado en 75%
Subtotal Sector Primario	**6.2%**	**1,287.3**	**1,355.4**	**5.3%**		**1,343.4**	**4.4%**		**1,315.0**	**2.2%**	
4. Industria Manufacturera	5.65%	1169.5	1,184.5	1.29%	Desaceleracion en 25%	1,190.1	1.76%	Desacelera	1,181.9	1.06%	Desaceleracion en 80%
5. Electricidad, gas y agua	2.77%	573.3	603.5	5.26%	Sostenido	604.1	5.37%	Desaceleracion en 80%	596.8	4.10%	Desaceleracion en 60%
6. Construcción	5.89%	1219.3	1,397.3	14.60%	Desaceleracion en 50%	1,410.2	15.66%	Desaceleracion en 65%	1,376.7	12.91%	Desaceleracion en 75%
7. Transporte, almacenamiento y comunicaciones	23.43%	4847.9	5,421.6	11.83%	Desaceleracion en 25%	5,369.4	10.76%	Desaceleracion en 40%	5,242.5	8.14%	Desaceleracion en 95%
Subtotal Sector Secundario y de infraestructura	**37.7%**	**7,810.0**	**8,606.9**	**10.2%**		**8,573.8**	**9.8%**		**8,398.0**	**7.5%**	
8. Comercio al por mayor y al por menor	14.14%	2925.1	3,103.4	6.10%	Desaceleracion en 60%	3,057.1	4.51%	Desaceleracion en 80%	3,013.6	3.02%	Desaceleracion en 90%
9. Hoteles y Restaurantes	2.90%	599.1	659.7	10.12%	Desaceleracion en 70%	633.3	5.72%	Desaceleracion en 80%	622.3	3.88%	Desaceleracion en 90%
10. Intermediación Financiera	7.93%	1640.0	1,719.6	4.85%	Desaceleracion en 50%	1,753.3	6.91%	Desaceleracion en 70%	1,717.6	4.73%	Desaceleracion en 80%
11. Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	5.34%	1105.6	1,163.7	5.26%	Desaceleracion en 70%	1,108.0	0.22%	Desaceleracion en 70%	1,105.2	-0.04%	Desaceleracion en 85%
12. Enseñanza Privada	0.69%	141.8	150.8	6.34%	Desaceleracion en 20%	155.4	9.58%	Desaceleracion en 70%	151.2	6.64%	Desaceleracion en 60%
Menos: Servicio de intermediación financiera	-2.16%	-447.6	-466.9	4.32%	Sostenido	-468.5	4.68%	Sostenido	-468.6	4.70%	Desaceleracion en 25%
Subtotal Sector Terciario (comercial y financiero)	**28.8%**	**5,963.9**	**6,330.2**	**6.1%**		**6,238.5**	**4.6%**		**6,141.2**	**3.0%**	
13. Actividades de servicio sociales y de salud privada	0.84%	174.0	185.4	6.55%	Desaceleracion en 50%	181.7	4.39%	Desaceleracion en 75%	179.1	2.93%	Desaceleracion en 75%
14. Otras actividades comunitarias, sociales y personales	2.96%	613.1	647.4	5.59%	Desaceleracion en 50%	649.4	5.91%	Desaceleracion en 50%	637.8	4.02%	Desaceleracion en 50%
15. Productores de servicios gubernamentales	6.68%	1381.9	1,409.8	2.02%	Sostenido	1,427.1	3.27%	Sostenido	1,411.5	2.14%	Sostenido
Construcción	0.23%	47.1	50.9	8.02%	Desaceleracion en 50%	51.9	10.34%	Desaceleracion en 50%	50.5	7.18%	Desaceleracion en 75%
Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	9.59%	1985.3	2,121.9	6.88%	Desaceleracion en 25%	2,182.9	9.95%	Desaceleracion en 50%	2,122.3	6.91%	Desaceleracion en 80%
Hogares privados con servicio doméstico	0.57%	117.6	118.0	2.10%	Desaceleracion en 50%	118.1	0.39%	Desaceleracion en 50%	117.7	0.09%	Desaceleracion en 75%
16. Productores de servicios domésticos	10.39%	2150.0	2290.7	6.54%		2352.9	9.44%		2290.5	6.54%	
Subtotal Sector Terciario (oficial y personal)	**20.9%**	**4,319.0**	**4,533.3**	**5.0%**		**4,611.1**	**6.8%**		**4,518.9**	**4.6%**	
Más: Derechos de importancion e ITBM	1.86%	385.3	410.5	6.53%	Desaceleracion en 20%	431.9	12.08%	Desaceleracion en 25%	417.8	8.42%	Desaceleracion en 25%
Más: ITBM que graba las compras de los hogares	1.79%	371.4	419.3	12.89%	Desaceleracion en 20%	387.7	4.39%	Desaceleracion en 25%	382.3	2.93%	Desaceleracion en 25%
Más: Otros impuestos a los productores	3.46%	715.4	764.3	6.84%	Desaceleracion en 20%	764.3	6.83%	Desaceleracion en 25%	748.9	4.68%	Desaceleracion en 25%
Menos: Subvenciones a los productos	-0.77%	-159.9	-175.5	9.74%	Desaceleracion en 20%	-209.7	31.09%	Desaceleracion en 25%	-195.1	21.98%	Desaceleracion en 25%
Subtotal Impuestos y transferencias	**6.3%**	**1,312.2**	**1,418.7**	**8.1%**	Desaceleracion en 40%	**1,374.2**	**4.7%**	Desaceleracion en 50%	**1,353.9**	**3.17%**	Desaceleracion en 60%
Producto Interno Bruto Real	**100.00%**	**20,692.5**	**22,244.4**	**7.50%**		**22,141.0**	**7.00%**		**21,727.1**	**5.00%**	

NOTA : (1) Se utiliza la Variación Estructural Promedio Histórica 2007-2009, con el fin de respetar la tendencia da las actividads economicas, para tener una bases sustentable que refleje el cambio en la tendencia economica mas fielmente el comportamiento estructural del crecimiento sostenido de las diversas actividades economicas que componen la actividad económica.

(2) Se incorporan los cambios porcentuales a cada actividad, como efecto desacelerador de la actividad, que refleje el estimado esperado para cada rubro, de manera que se alcancen los valores de crecimiento anual estimado para cada escenario.

FUENTE: Elaboración propia con base en la información editada por la Contraloría general de la republica, Dirección de Estadísticas y Censo, Panamá en Cifras 2000-08 y otras publicaciones pertinentes

3.2 MEDIANO Y LARGO PLAZO

Los estimados de crecimiento del Producto Interno Bruto para los años 2011-2024 son derivados de la concepción de la evolución económica de Panamá, contenidas en el estudio revisado en abril de 2006 por INTRACORP, de proyecciones utilizadas en los análisis de "Evaluación Socio Económica del programa de Ampliación de la Capacidad del Canal, Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas", documento elaborado por INDESA, para Autoridad del Canal (ACP)[23]. En la época reciente, es el estudio vigente, más completo dirigido a estimar las relaciones intersectoriales que señalan el rumbo del crecimiento nacional, con el alcance del PESIN 2010-2024.

TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO
ESCENARIOS DEL PERIODO POST- TRANSFERENCIA 2006-2025
ESTUDIOS DE IMPACTO ECONOMICO DEL CANAL EN EL AMBITO NACIONAL
MONTOS EN MILLONES DE BALBOAS DE 2005

PERIODO	AÑOS	MEJOR ESCENARIO (1)		ESCENARIO MAS PROBABLE (2)		PEOR ESCENARIO (3)	
		MONTO	TASA	MONTO	TASA	MONTO	TASA
1	2005	12501.2		12501.2		12501.2	
2	2006	13621.3	8.96	13502.3	8.01	13359.8	6.87
3	2007	14301.7	5.00	14089.7	4.35	13853.9	3.70
4	2008	15218.5	6.41	14913.0	5.84	14599.6	5.38
5	2009	16,224.4	6.61	15829.0	6.14	15,442.7	5.77
6	2010	17,288.4	6.56	16760.2	5.88	16,302.3	5.57
7	2011	17,693.7	2.34	17059.0	1.78	16,535.9	1.43
8	2012	17,873.6	1.02	17180.9	0.71	16,588.8	0.32
9	2013	18,598.1	4.05	17776.8	3.47	17,118.5	3.19
10	2014	19,617.1	5.48	18662.9	4.98	17,984.5	5.06
11	2015	21,103.8	7.58	19893.6	6.59	19,051.4	5.93
12	2016	22,387.4	6.08	20739.2	4.25	19,603.3	2.90
13	2017	23,616.1	5.49	21660.0	4.44	20,334.4	3.73
14	2018	25,366.2	7.41	23096.0	6.63	21,592.6	6.19
15	2019	26,941.3	6.21	24325.2	5.32	22,631.1	4.81
16	2020	28,521.8	5.87	25549.8	5.03	23,652.3	4.51
17	2021	29,590.5	3.75	26218.2	2.62	24,104.0	1.91
18	2022	31,116.0	5.16	27226.5	3.85	24,886.2	3.25
19	2023	32,943.2	5.87	28410.9	4.35	25,818.6	3.75
20	2024	35,259.0	7.03	30128.7	6.05	27,279.9	5.66
21	2025	37,594.0	6.62	31676.9	5.14	28,511.3	4.51
	PROMEDIO		**5.50**		**4.54**		**4.08**

Fuente: Con base en un modelo macroeconómico de equilibrio general, preparado por INTRACORP para la ACP, en el estudio denominado Impacto Económico del Canal en el Ámbito Nacional, Abril 2006
Los pronósticos del PIB se desarrollaron utilizando las tasas de crecimiento del estudio, en los escenarios seleccionados.

[23] INTRACORP Estrategias Empresariales e INDESA: Investigaciones y Desarrollo S.A. son Empresas de Consultoría Nacional.

En una primera instancia las tasas estimadas de crecimiento del PIB por el estudio de INTRACORP, son ajustadas en concordancia con los registros reales registrados por el PIB en los últimos tres años, dígitos muy superiores a los promedios históricos anteriores. Estos pronósticos se fundamentan en el supuesto del modelo, de estimación de la "permanencia" y/o el surgimiento de actividades económicas adicionales (astilleros y mega puertos) asociadas al canal ampliado, durante los años de construcción y posteriores a la culminación de los trabajos de ampliación.

Las perspectivas de crecimiento analizadas, se fundamentan a su vez en las propias inversiones del subsector energía, donde el crecimiento de la demanda eléctrica, que el país requeriría es derivado de la correlación con el Producto Interno Bruto. Se estima en aproximadamente 2,000 megavatios (MW) la capacidad instalada que se requiere en los próximos quince años para mantener el paso esperado de la evolución económica del país. De los cuales se han de instalar aproximadamente mil megavatios (MW) en el corto plazo (2010-2013). Correspondiente a una inversión estimada en generación de más de 1,600 millones de Balboas y a una inversión en instalaciones de transmisión por un monto aproximado de 275 millones de Balboas, por la expansión del sistema eléctrico requerida en el corto plazo (2010-2013) Se espera, que en su mayor parte, esta inversión sea financiada por medio de la IED.

Aunque en el transcurso de los años 2006-2008 y el año en curso las perspectivas del entorno externo y de la propia dinámica interna de la economía domestica han variado ostensiblemente con respecto a los montos pronosticados por INTRACORP, en la ausencia de una mejor opción que refleje el rumbo del Producto, se ha decidido utilizar las tasas de cambio indicadas por tres de los escenarios planteados por INTRACORP para el estudio revisado de la Ampliación del Canal.[24]

COMPARACION TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PIB
ESCENARIOS DEL INTRACORP 2005-2010 vs REGISTROS REALES
ESTUDIOS DE IMPACTO ECONOMICO DEL CANAL EN EL AMBITO NACIONAL
EN UNIDADES PORCENTUALES

PERIODO	AÑOS	REGISTROS REALES	TIPO	MEJOR ESCENARIO	ESCENARIO MAS PROBABLE	PEOR ESCENARIO
1	2005					
2	2006	8.53	(R)	8.96	8.01	6.87
3	2007	12.11	(R)	5.00	4.35	3.70
4	2008	10.12	(R)	6.41	5.84	5.38
5	2009	3.00	(P)	6.61	6.14	5.77
6	2010	6.78	(E)	6.56	5.88	5.57
	PROMEDIO	**8.11**		**6.71**	**6.05**	**5.46**

Fuente: Con base en un modelo macroeconómico de equilibrio general, preparado por INTRACORP para la ACP, en el estudio denominado Impacto Económico del Canal en el Ámbito Nacional, Abril 2006
Los pronósticos del PIB se desarrollaron utilizando las tasas de crecimiento del estudio, en los escenarios seleccionados.

[24] Estudio del Impacto Económico del Canal en el Ámbito Nacional, Volumen V , Anexos INTRACORP abril del 2006

Como representación del escenario moderado se usan las tasas estimadas por el estudio de INTRACORP en el supuesto conservador, escenario más probable del Canal, Escenario No. 4, con expansión bajo el supuesto de costos máximos de obras de construcción, de 4.7 miles de millones de inversión en la ampliación del canal e incremento anual de peajes de 3.5. %.[25]

En contraste, para el escenario optimista se utilizan las tasas estimadas bajo los mismos supuestos pero considerando el mejor escenario posible, Escenario No. 7. Finalmente para definir el derrotero de la economía nacional en un escenario pesimista, se utilizó el peor escenario de ampliación del canal bajo los mismos supuestos, Escenario No. 8, con un costo de inversión alto pero con incrementos promedio anual real de peajes de 3.5%.

En consideración a los excelentes y reciente resultados alcanzados por el PIB real, en el periodo 2005-2008 y de las expectativas negativas del año 2009, consecuentes con los efectos de la imprevista crisis global en la economía domestica, se registran diferencias positivas reales en promedio de 2.5%, con respecto a los estimados de los escenarios planteados por INTRACOP.

Por consiguiente, se plantearon ajustes a los estimados de los escenarios utilizados, en conjunción a los pronósticos emitidos por organismos nacionales, entidades de riesgo y de organismos multilaterales, en consideración al ímpetu reciente de la economía nacional, respetando a su vez el fundamento de los ciclos económicos contenidos en los escenarios del estudio de INTRACORP.

Las perspectivas generalizadas del presente año 2010, prevén terminar con una tasa de crecimiento del PIB total, entre 6.5 y 6.8 %, y para el corto plazo 2010-2011, se espera un crecimiento sostenidos de igual o similar impacto a los registrados en los últimos cinco años, de uno a dos por ciento adicional entre el 7.0 y 8.5%. Con respecto al periodo 2012-2014, el FMI prevé un crecimiento sostenido de 6.5% anual. Para el resto del periodo (2015-2024), en cual no se tienen actualizaciones de pronósticos, se utilizan las tasas del estudio de INTRACORP sin ajustes, los cuales corresponden a un crecimiento sostenido anual de 4.7%.[26]

Los detalles de las previsiones de crecimiento utilizadas para el periodo 2012-2014, son presentadas en la siguiente tabla.

---

[25] A partir del 1 de julio de 2007 entró a regir la propuesta de modificación de las reglas de arqueo y de los peajes del canal de Panamá para los años 2007, 2008 y 2009, aprobada por la Junta Directiva de la ACP el 25 de abril del 2007.

[26] Los organismos multilaterales prevén en el corto plazo 2010-2011un crecimiento sostenidos bajo, para luego reencontrarse la economía nacional con registros superiores de 5%, 2014 en adelante.

ESTIMADOS DEL PIB AÑOS 2011 al 2014 POR INSTITUCIONES SUPRANACIONALES O MULTILATERALES, CALIFICADORAS Y BANCOS Y ENTIDADES PRIVADAS

	2011				2012				2013				2014			
Est Ant.	Est Ant	Est. Rec.			Est An	Est. Rec.			Est An	Est. Rec.			Est Ar	Est. Rec.		
		Desde	Hasta	Prom.		Desde	Hasta	Prom.		Desde	Hasta	Prom.		Desde	Hasta	Prom.
PRONOSTICO OFICIAL																
MEF			7.0	7.0			4.5	4.5			4.5	4.5			4.5	4.5
ENTIDADES SUPRANACIONALES																
FMI			6.7	6.7	7.0		7.0	7.0			7.0	7.0			6.7	6.7
World Bank (Banco Mundial)			6.1	6.1			6.5	6.5								
Banco Interamericano de Desarrrollo																
CEPAL			5.0	5.0												
Banco Centroamericano de Intregracion Economica (BCIE)																
CALIFICADORAS, BANCOS y ESPECIALISTAS																
Deloitte (Domingo Latorraca)																
INDESA (G Chapman, Marcos Fernandez)			5.8	5.8			6.3	6.3								
Fitch Rating			5.9	5.9												
Latin Consulting																
Moody's																
JP Morgan																
Standard & Poor's, (***S&P***)			5.0	5.0			5.0	5.0			5.0	5.0			5.0	5.0
Panamá Econmy Insight			7.5	7.5		8.6	9.4	9.0			3.8	3.8			6.9	6.9
BBVA			6.3	6.3							5.7	5.7				
The Economist Magazine			3.7	3.7												
INSTITUCIONES Y ASOCIACIONES EMPRESARIALES																
Sindicato de Industriales (SIP)																
Camara de Comercio de Panamà			6.0	6.0												
Camara Panameña de la Construccion (CAPAC)																
Colegio de Economistas de Panamà																
OTROS EXPERTOS																
Nicolas Ardito barletta																
Adolfo Quintero																
David Saied																
Bulltick Capital Market																
Promedio simple			**5.91**		**7.00**		**6.38**		#####		**5.20**		####		**5.78**	
Mínimo absoluto			3.7		7.0		4.5				3.8				4.5	
Máximo absoluto			7.5		7.0		9.0				7.0				6.9	
Excluye Minimo y maximo absoluto			**5.98**				**6.20**				**5.07**				**5.85**	

FUENTE: VARIAS PUBLICACIONES NACIONALES E INTERNACIONALES ,WEB

Estas positivas perspectivas de crecimiento se fundamentan, en primer lugar en el supuesto de "***un ambiente económico internacional de mayor crecimiento, con un comercio regional y mundial más dinámico***". A lo interno, estas perspectivas se derivarían de factores dinámicos internos, en el corto plazo, producto de la construcción del tercer juego de esclusas del Canal, al mantenimiento del auge de la construcción, a la inversión pública sostenida de obras de infraestructura.[27]

[27], Sistema de Saneamiento de la Bahía, Continuación de la Cinta Costera, Continuación de la Autopista Panamá – Colon, Ampliación del Aeropuerto Internacional de Tocumén (Muelle Norte) y Otras infraestructuras a lo largo del país

A continuación se presenta el cuadro con montos históricos y proyectados, variación anual del Producto Interno Bruto en el periodo, según los escenarios planteados.

ESTIMADOS DE MONTOS Y VARIACIONES ANUALES DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO DURANTE EL PERIODO DE EVALUACION DEL PESIN 2011-2025 EN CONSIDERACION AL PIB ESTIMADO DE 2010
A precios de 1996

AÑOS		Producto Interno Bruto 2010 de 6.78% (2)					
		ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO OPTIMISTA		ESCENARIO PESIMISTA	
			VAR. ANUAL		VAR. ANUAL		VAR. ANUAL
		(En miles de Balboas)	(En %)	(En miles de Balboas)	(En %)	(En miles de Balboa	(En %)
2005		14,041.2					
2006	REAL	15,238.6	8.53%	15,238.6	8.53%	15,238.6	8.53%
2007		17,084.4	12.11%	17,084.4	12.11%	17,084.4	12.11%
2008		18,812.8	10.12%	18,812.8	10.12%	18,812.8	10.12%
2009	PRELIMINAR	19,378.5	3.01%	19,378.5	3.01%	19,378.5	3.01%
2010	ESTIMADO	20,692.5	6.78%	20,692.5	6.78%	20,692.5	6.78%
2011		22,141.0	7.00%	22,244.4	7.50%	21,727.1	5.00%
2012	PRONOSTICOS	23,554.3	6.38%	24,246.4	9.00%	22,704.8	4.50%
2013		24,779.1	5.20%	25,943.7	7.00%	23,567.6	3.80%
2014		26,210.1	5.78%	27,733.8	6.90%	24,628.2	4.50%
2015		27,938.5	6.59%	29,835.6	7.58%	26,089.2	5.93%
2016		29,126.1	4.25%	31,650.3	6.08%	26,845.0	2.90%
2017		30,419.2	4.44%	33,387.4	5.49%	27,846.1	3.73%
2018		32,436.0	6.63%	35,861.6	7.41%	29,569.1	6.19%
2019		34,162.2	5.32%	38,088.4	6.21%	30,991.3	4.81%
2020		35,882.1	5.03%	40,322.9	5.87%	32,389.7	4.51%
2021		36,820.8	2.62%	41,833.8	3.75%	33,008.3	1.91%
2022		38,236.8	3.85%	43,990.4	5.16%	34,079.4	3.25%
2023		39,900.2	4.35%	46,573.7	5.87%	35,356.3	3.75%
2024		42,312.7	6.05%	49,847.6	7.03%	37,357.4	5.66%
2025		44,486.9	5.14%	53,148.7	6.62%	39,043.7	4.51%

Crecimiento Anual

Tipo	Años	Periodo			
Estudio	19	**(2006-2023)**	**5.96%**	**6.90%**	**5.27%**
Histórico	4	(2006-2009)	**6.19%**	**6.19%**	**6.19%**
Pronostico	15	(2011-2025)	**5.33%**	**6.51%**	**4.48%**
Corto Plazo	4	(2011-2014)	**5.79%**	**7.63%**	**4.27%**
Medio Plazo	6	(2015-2020)	**5.13%**	**6.21%**	**4.42%**
Largo Plazo	5	(2021-2025)	**4.84%**	**6.17%**	**4.29%**
Periodo	11	(2015-2025)	**4.93%**	**6.09%**	**4.28%**

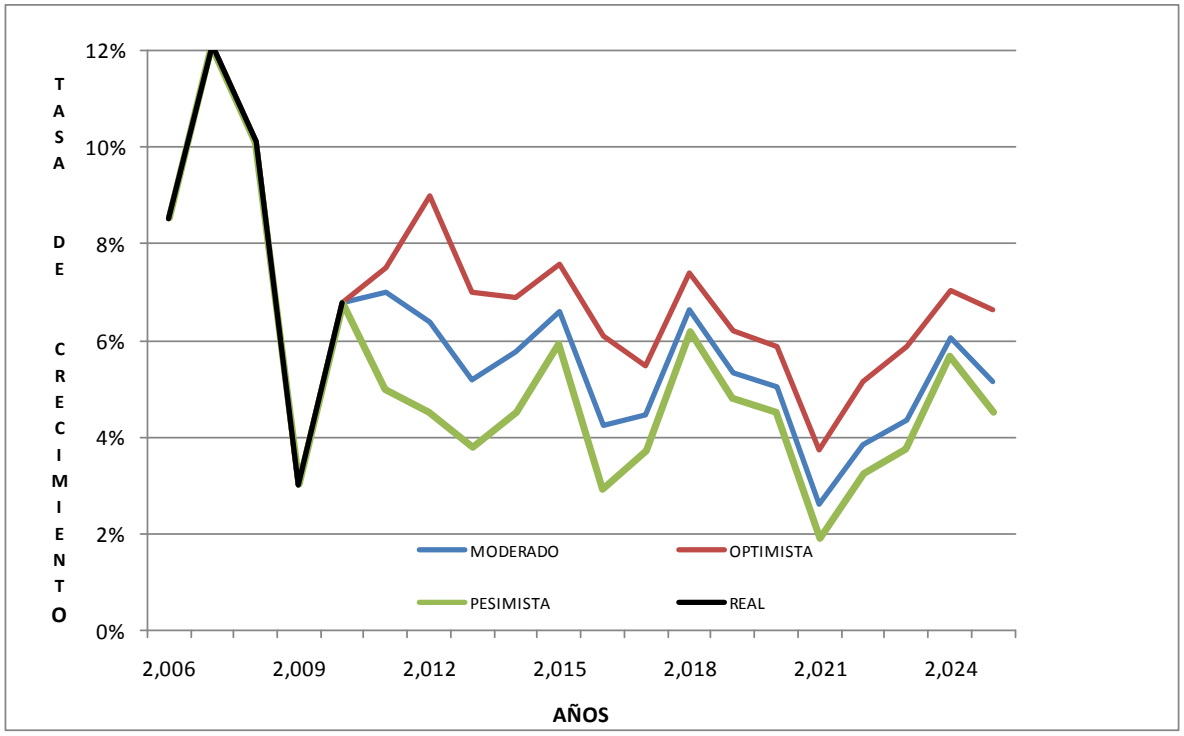
La proyección de crecimiento a mediano plazo estarán supeditadas a la permanencia de los actuales factores de desarrollo en conjunción de la cristalización de obras de inversión proyectadas por el Estado como el nuevo Sistema Metropolitano de Transporte Masivo (“METRO”) para la ciudad capital, la nueva ciudad gubernamental, un nuevo centro de Convenciones, los cuales conforman parte de un programa de inversiones públicas de tipo anti-cíclico.

El crecimiento sostenido en el largo plazo se sustenta en un proceso económico global estable que garantice un comercio internacional justo entre la economías avanzadas y las economías emergentes, el desarrollo en el país de nuevas facilidades portuarias, y a la posible instalación en el territorio nacional de mega-proyectos vinculados a la refinación de petróleo, gracias a las ventajas comparativas que el país ofrece para el desarrollo exitoso de esta actividad multiplicadora.[28]

Del cuadro anterior se deriva el siguiente cuadro y grafico, en la cual se resumen el comportamiento del PIB en el periodo de estudio 2011 -2025.

PRONOSTICOS DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO ANOS 2011-2025

TASAS DE CAMBIO DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO EN UNIDADES PORCENTUALES AÑOS 2010 -2025																					
ESCENARIOS	AÑO	REAL			ESTIMADO		TASAS DE CRECIMIENTO ESPERADAS														
		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	MODERADO	8.5%	12.1%	10.1%	3.0%	6.8%	7.0%	6.4%	5.2%	5.8%	6.6%	4.3%	4.4%	6.6%	5.3%	5.0%	2.6%	3.8%	4.4%	6.0%	5.1%
	OPTIMISTA	8.5%	12.1%	10.1%	3.0%	6.8%	7.5%	9.0%	7.0%	6.9%	7.6%	6.1%	5.5%	7.4%	6.2%	5.9%	3.7%	5.2%	5.9%	7.0%	6.6%
	PESIMISTA	8.5%	12.1%	10.1%	3.0%	6.8%	5.0%	4.5%	3.8%	4.5%	5.9%	2.9%	3.7%	6.2%	4.8%	4.5%	1.9%	3.2%	3.7%	5.7%	4.5%



[28] Los efectos de estos megaproyectos no han sido incluidas en el presente análisis, debido a que aun se encuentran en evaluación, la dimensión de sus efectos aun son imprecisos.

El análisis detallado de los escenarios del pronóstico del PIB para el PESIN 2011-2025, se pueden resumir en un crecimiento sostenido de 5.8% en el corto plazo (2011-2014), de 4.9% sostenido para el periodo de largo plazo (2015-2025) y consolidado en un crecimiento sostenido de 5.3% para todo el periodo del escenario más conservador o moderado. Al considerar las condiciones más favorables para el desempeño de la economía nacional, se supone un escenario optimista, con tasas sostenidas de 7.6%, 6.1% y 6.6% para los plazos analizados. De presentarse condiciones de crecimiento menos favorables a las condiciones más probables esperadas, se tiene un escenario denominado "pesimista", el cual muestra tasas sostenidas de 4.3%, 4.3% y 4.4% para periodos de análisis similares.

En razón, a la incertidumbre que ha generado sobre las entidades de interés sobre el verdadero derrotero que tomara nuestra economía en los próximos quince años, , con el fin de ser conservadores ETESA decidió incrementar y comprimir respectivamente en una tasa anual de 0.5 %, los parámetros anuales de los pronósticos optimista y pesimista.

ANEXO I-5

PERSPECTIVAS MUNDIALES DEL PRECIO DEL CRUDO DE PETROLEO ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) AÑOS 2010-2030

El EIA refleja una nueva concepción del futuro de los combustibles líquidos, de acuerdo a la nueva situación geopolítica global, consecuente con los efectos de la reciente crisis financiera-económica.[1] De acuerdo al EIA los precios del crudo son una fuente considerable de incertidumbre en las proyecciones. En esta nueva concepción olvida el EIA, la ficticia estabilización del precio del crudo y en su defecto se inclina ahora por un incremento paulatino hasta el 2015, equivalente a una tasa anual y de allí luego un crecimiento mínimo anual de 1% al 2030.

En la siguiente figura se presentan las perspectivas futuras del crudo de acuerdo a las proyecciones del EIA.

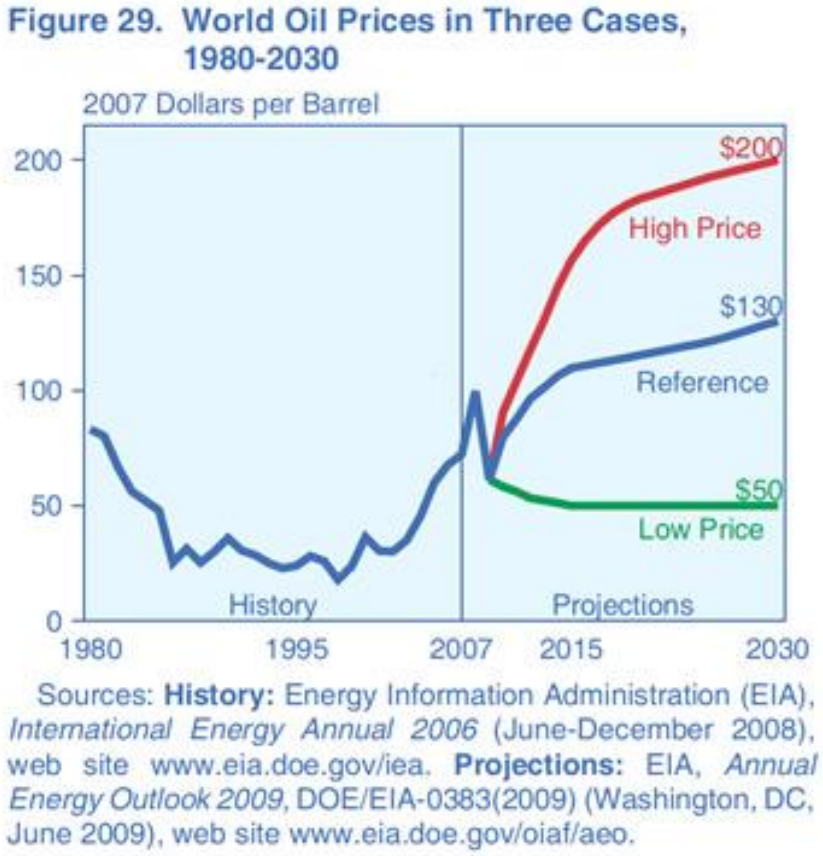


Figura 1.10

[1] International Energy Outlook 2009 IEO2009,d mayo de 2009. Energy Information Administration

Las tres trayectorias del precio mundiales del crudo de petróleo, en el IEO2009 en términos constantes, resumen la perspectivas del EIA. Los tres casos del precio del petróleo son panoramas distintos, cada una son asunciones alternativas que reflejan sobre las fuentes y los costes de suministros de petróleo en el mundo.

El Caso de Referencia refleja una presunta decisión por los países miembros de la OPEP para mantener la producción agregada de la organización en aproximadamente el 40 por ciento de la oferta mundial. Consecuentemente, el áspero 60 por ciento del aumento proyectado en la consumo de los combustibles líquidos en el caso de la referencia viene de la producción no perteneciente a la OPEP, incluyendo proyectos de costo elevado y proyectos en países con regímenes fiscales o políticos poco atractivos para las compañías.

El Caso Alto de Precio del petróleo asume que varios países no pertenecientes a la OPEP y nuevos productores restringen el acceso a o aumentan impuestos sobre la producción de áreas con potencial prospectivo, y que los países miembros de la OPEP reducen su producción substancialmente debajo de niveles actuales. Los precios del petróleo se incrementan sobre los niveles del caso de la referencia, atenuando la demanda para los combustibles líquidos y permitiendo la producción creciente de esos recursos convencionales no pertenecientes a la OPEP y poco convencionales de coste elevado que sigan siendo accesibles y atractivos para la exploración y el desarrollo.

El caso Bajo del Precio del petróleo asume el mayor acceso, y regímenes fiscales más atractivos en varias áreas prospectivas no pertenecientes a la OPEP, incluyendo Rusia y la región del Mar Caspio, así como el incremento en la producción de países miembros de la OPEP. Por lo tanto, los precios del petróleo bajan a los niveles del caso de la referencia, dando por resultado una mayor demanda mundial para los combustibles líquidos y la producción disminuida de recursos convencionales y poco convencionales en los países no pertenecientes a la OPEP que tienen actualmente regímenes fiscales atractivos.

La concepción fundamental o de referencia de la proyección de precios de EIA se basa en que se anticipan incrementos significativos en la producción convencional de crudo por parte de varios países de la OPEP y No OPEP en los próximos 10 años, y en un substancial desarrollo de producción no convencional en el periodo de referencia.

Los acontecimientos recientes ilustran algunas de las maneras de las cuales la oferta y la demanda para el crudo afectan los precios del petróleo. Los primeros 6 meses de 2008 vieron una continuación de los 5 años anteriores de precios del petróleo cada vez mayores, que estimularon mayores comisiones de las compañías a la producción y a los proyectos de exploración de relativo alto costo, tales como aquellos de aguas ultra-profundas y de arenas-aceite, aunque producen mucha demanda para el acero, de los ingenieros, de los servicios del campo petrolífero, y otras insumos que llevan hacia sobre costos. Una carencia

evidente de la respuesta de la demanda a los precios altos en países en vías de desarrollo (China y la India, particularmente) llevó a las expectativas de continuidad de altos precios del petróleo. El incremento de la demanda y la poca respuesta de la oferta llevó a algunos analistas a creer que un precio de $200 por barril era plausible en el corto plazo.

Antes del julio de 2008, cuando los precios mundiales del petróleo se acercaron a $150 por barril, había llegado a ser evidente que el consumo del petróleo en la primera mitad de año era más baja que anticipada y que el crecimiento económico global también se retardaba [2]. El mes de agosto vió el principio de la crisis financiera actual y un nuevo debilitamiento de la demanda [3]. Desde el mes septiembre de 2008, el descenso económico global redujo el consumo y la prevista demanda a corto plazo para el crudo.

Para la segunda mitad del 2008, las expectativas de los productores y de los consumidores presentan un desequilibrio de la oferta y de la demanda en el mercado mundial del petróleo, esencialmente las expectativas se invirtieron. Antes de agosto, las expectativas del mercado para la economía mundial indicaban que la demanda sobrepasaría la oferta, a pesar de los planeados aumentos en la capacidad de producción. Después de septiembre, las expectativas llegaron a ser tan malas, que el anuncio de la OPEP de un corte de la producción de 1.5 millón-barril-por-días fue seguido por una caída en los precios del petróleo.

Aunque los impactos del descenso económico actual y de la crisis financiera en demanda del petróleo probablemente lleguen a ser grandes en el corto plazo, también son probables ser relativamente de breve duración. Se esperan que las economías nacionales y la demanda de petróleo comiencen a recuperarse en el 2010. En cambio, sus impactos en la capacidad de producción del crudo podrán no ser superados probablemente hasta el periodo 2010-2013, cuando se den nuevas inversiones en nueva capacidad. En caso tal podrá comenzar a aumentar la producción petrolífera. Justamente cuando se espera que la demanda se recupere, los actuales límites físicos en la capacidad de producción podrían llevar a otra ola global de aumentos de precios, en un patrón cíclico que no es nuevo en el mercado mundial del petróleo.

Los progresos en el último año demuestran cómo rápidamente y tan drásticamente los fundamentos del precio del petróleo y el mercado mundial del crudo, en conjunto pueden cambiar. En una cuestión de meses, el cambio en la demanda actual y futura mundial de los petroderivados ha afectado a la necesidad percibida del acceso adicional a los recursos convencionales y del desarrollo de la oferta no convencional (etanol y bio-fuel) y de la reversa de decisiones de producción de la OPEP. Mejor que intentar pronosticar cómo los fundamentos y percepciones de la oferta y de la demanda cambiarán entre hoy y el 2030, IEO2009 utiliza los tres casos del precio del petróleo para reflejar diversos supuestos sobre los niveles, los orígenes y los costos futuros de la oferta de crudo.

ANEXO I-6

Costos, Selección del Conductor y Requerimientos de Protección

Costo Unitario
de
Líneas de Transmisión

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		9.94	0.00	9.94	9.94
2. Conductores y accesorios	1.00		45.90	0.00	45.90	45.90
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		3.34	0.00	3.34	3.34
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.42	0.00	4.42	4.42
5. Torres y accesorios	1.00		72.68	0.00	72.68	72.68
Sub-Total Materiales				**0.00**	**136.28**	**136.28**
6. Fundaciones	1.00	0.21		29.22		29.22
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.54		1.54
8. Montaje	1.00	0.35		48.05		48.05
Total Costo Base				**78.80**	**136.28**	**215.08**
9. Contingencias	0.10			7.88	13.63	21.51
10. Ingeniería y Administración	0.08			17.21		17.21
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.45		6.45
13. Inspección	0.03			6.45		6.45
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			12.90		12.90
COSTO TOTAL				**147.20**	**149.91**	**297.11**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO 2 COND. POR FASE CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		19.88	0.00	19.88	19.88
2. Conductores y accesorios	1.00		102.90	0.00	102.90	102.90
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.67	0.00	1.67	1.67
4. OPGW y accesorios	1.00		10.40	0.00	10.40	10.40
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.89	0.00	4.89	4.89
5. Torres y accesorios	1.00		95.63	0.00	95.63	95.63
Sub-Total Materiales				**0.00**	**235.37**	**235.37**
6. Fundaciones	1.00	0.21		50.46		50.46
7. Derecho de vía	1.00	0.01		2.66		2.66
8. Montaje	1.00	0.35		82.99		82.99
Total Costo Base				**136.10**	**235.37**	**371.47**
9. Contingencias	0.10			13.61	23.54	37.15
10. Ingeniería y Administración	0.08			29.72		29.72
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			11.14		11.14
13. Inspección	0.03			11.14		11.14
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			22.29		22.29
COSTO TOTAL				**241.51**	**258.91**	**500.42**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO 2 COND. POR FASE 1 CTO INICIAL CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		9.97	0.00	9.97	9.97
2. Conductores y accesorios	1.00		51.45	0.00	51.45	51.45
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.67	0.00	1.67	1.67
4. OPGW y accesorios	1.00		10.40	0.00	10.40	10.40
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.89	0.00	4.89	4.89
5. Torres y accesorios	1.00		95.63	0.00	95.63	95.63
Sub-Total Materiales				**0.00**	**174.01**	**174.01**
6. Fundaciones	1.00	0.21		37.30		37.30
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.96		1.96
8. Montaje	1.00	0.35		61.35		61.35
Total Costo Base				**100.62**	**174.01**	**274.62**
9. Contingencias	0.10			10.06	17.40	27.46
10. Ingeniería y Administración	0.08			21.97		21.97
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			8.24		8.24
13. Inspección	0.03			8.24		8.24
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			16.48		16.48
COSTO TOTAL				**183.10**	**191.41**	**374.51**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO 2 COND. POR FASE ADICION 2do CTO: CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		9.97	0.00	9.97	9.97
2. Conductores y accesorios	1.00		51.45	0.00	51.45	51.45
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
5. Torres y accesorios	1.00		19.13	0.00	19.13	19.13
Sub-Total Materiales				**0.00**	**80.55**	**80.55**
6. Fundaciones	1.00	0.21		17.27		17.27
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.91		0.91
8. Montaje	1.00	0.48		38.34		38.34
Total Costo Base				**56.51**	**80.55**	**137.06**
9. Contingencias	0.10			5.65	8.05	13.71
10. Ingeniería y Administración	0.08			10.96		10.96
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.11		4.11
13. Inspección	0.03			4.11		4.11
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			8.22		8.22
COSTO TOTAL				**107.08**	**88.60**	**195.68**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		9.94	0.00	9.94	9.94
2. Conductores y accesorios	1.00		51.45	0.00	51.45	51.45
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		3.34	0.00	3.34	3.34
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.07	0.00	4.07	4.07
5. Torres y accesorios	1.00		57.38	0.00	57.38	57.38
Sub-Total Materiales				**0.00**	**126.19**	**126.19**
6. Fundaciones	1.00	0.21		27.05		27.05
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.42		1.42
8. Montaje	1.00	0.35		44.49		44.49
Total Costo Base				**72.97**	**126.19**	**199.15**
9. Contingencias	0.10			7.30	12.62	19.92
10. Ingeniería y Administración	0.08			15.93		15.93
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			5.97		5.97
13. Inspección	0.03			5.97		5.97
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			11.95		11.95
COSTO TOTAL				**137.59**	**138.80**	**276.40**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		4.97	0.00	4.97	4.97
2. Conductores y accesorios	1.00		25.73	0.00	25.73	25.73
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.67	0.00	1.67	1.67
4. OPGW y accesorios	1.00		10.40	0.00	10.40	10.40
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.07	0.00	4.07	4.07
5. Torres y accesorios	1.00		57.38	0.00	57.38	57.38
Sub-Total Materiales				**0.00**	**104.22**	**104.22**
6. Fundaciones	1.00	0.21		22.34		22.34
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.18		1.18
8. Montaje	1.00	0.35		36.74		36.74
Total Costo Base				**60.26**	**104.22**	**164.48**
9. Contingencias	0.10			6.03	10.42	16.45
10. Ingeniería y Administración	0.08			13.16		13.16
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.93		4.93
13. Inspección	0.03			4.93		4.93
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			9.87		9.87
COSTO TOTAL				**116.68**	**114.64**	**231.32**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		4.97	0.00	4.97	4.97
2. Conductores y accesorios	1.00		25.73	0.00	25.73	25.73
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.67	0.00	1.67	1.67
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.07	0.00	4.07	4.07
5. Torres y accesorios	1.00		43.04	0.00	43.04	43.04
Sub-Total Materiales				**0.00**	**79.47**	**79.47**
6. Fundaciones	1.00	0.21		17.04		17.04
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.90		0.90
8. Montaje	1.00	0.35		28.02		28.02
Total Costo Base				**45.96**	**79.47**	**125.43**
9. Contingencias	0.10			4.60	7.95	12.54
10. Ingeniería y Administración	0.08			10.03		10.03
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			3.76		3.76
13. Inspección	0.03			3.76		3.76
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			7.53		7.53
COSTO TOTAL				**93.14**	**87.42**	**180.56**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 1200 ACAR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		9.94	0.00	9.94	9.94
2. Conductores y accesorios	1.00		62.39	0.00	62.39	62.39
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		3.34	0.00	3.34	3.34
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.07	0.00	4.07	4.07
5. Torres y accesorios	1.00		76.51	0.00	76.51	76.51
Sub-Total Materiales				**0.00**	**156.25**	**156.25**
6. Fundaciones	1.00	0.23		35.46		35.46
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.87		1.87
8. Montaje	1.00	0.37		58.33		58.33
Total Costo Base				**95.66**	**156.25**	**251.91**
9. Contingencias	0.10			9.57	15.62	25.19
10. Ingeniería y Administración	0.08			20.15		20.15
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			7.56		7.56
13. Inspección	0.03			7.56		7.56
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			15.11		15.11
COSTO TOTAL				**173.10**	**171.87**	**344.98**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 1200 ACAR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		4.97	0.00	4.97	4.97
2. Conductores y accesorios	1.00		31.19	0.00	31.19	31.19
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.67	0.00	1.67	1.67
4. OPGW y accesorios	1.00		10.40	0.00	10.40	10.40
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.07	0.00	4.07	4.07
5. Torres y accesorios	1.00		76.51	0.00	76.51	76.51
Sub-Total Materiales				**0.00**	**128.81**	**128.81**
6. Fundaciones	1.00	0.28		35.86		35.86
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.89		1.89
8. Montaje	1.00	0.46		58.98		58.98
Total Costo Base				**96.74**	**128.81**	**225.55**
9. Contingencias	0.10			9.67	12.88	22.55
10. Ingeniería y Administración	0.08			18.04		18.04
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.77		6.77
13. Inspección	0.03			6.77		6.77
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			13.53		13.53
COSTO TOTAL				**169.02**	**141.69**	**310.71**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 1200 ACAR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		4.97	0.00	4.97	4.97
2. Conductores y accesorios	1.00		31.19	0.00	31.19	31.19
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.67	0.00	1.67	1.67
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.07	0.00	4.07	4.07
5. Torres y accesorios	1.00		57.38	0.00	57.38	57.38
Sub-Total Materiales				**0.00**	**99.29**	**99.29**
6. Fundaciones	1.00	0.21		21.22		21.22
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.18		1.18
8. Montaje	1.00	0.36		35.36		35.36
Total Costo Base				**57.76**	**99.29**	**157.04**
9. Contingencias	0.10			5.78	9.93	15.70
10. Ingeniería y Administración	0.08			12.56		12.56
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.71		4.71
13. Inspección	0.03			4.71		4.71
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			9.42		9.42
COSTO TOTAL				**112.44**	**109.22**	**221.66**

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		10.32	0.00	10.32	10.32
2. Conductores y accesorios	1.00		45.90	0.00	45.90	45.90
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.41	0.00	3.41	3.41
5. Torres y accesorios	1.00		65.20	0.00	65.20	65.20
Sub-Total Materiales				**0.00**	**124.84**	**124.84**
6. Fundaciones	1.00	0.11		13.34		13.34
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.14		1.14
8. Montaje	1.00	0.28		35.35		35.35
Total Costo Base				**49.82**	**124.84**	**174.66**
9. Contingencias	0.10			4.98	12.48	17.47
10. Ingeniería y Administración	0.08			13.97		13.97
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			5.24		5.24
13. Inspección	0.03			5.24		5.24
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			10.48		10.48
COSTO TOTAL				**107.24**	**137.32**	**244.56**

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		5.16	0.00	5.16	5.16
2. Conductores y accesorio	1.00		22.95	0.00	22.95	22.95
3. Hilo de Guarda y acceso	1.00		3.34	0.00	3.34	3.34
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.41	0.00	3.41	3.41
5. Torres y accesorios	1.00		65.20	0.00	65.20	65.20
Sub-Total Materiales				**0.00**	**100.06**	**100.06**
6. Fundaciones	1.00	0.14		13.52		13.52
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.16		1.16
8. Montaje	1.00	0.36		35.84		35.84
Total Costo Base				**50.52**	**100.06**	**150.59**
9. Contingencias	0.10			5.05	10.01	15.06
10. Ingeniería y Administra	0.08			12.05		12.05
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.52		4.52
13. Inspección	0.03			4.52		4.52
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			9.04		9.04
COSTO TOTAL				**103.19**	**110.07**	**213.26**

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		5.16	0.00	5.16	5.16
2. Conductores y accesorios	1.00		22.95	0.00	22.95	22.95
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.67	0.00	1.67	1.67
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.41	0.00	3.41	3.41
5. Torres y accesorios	1.00		48.90	0.00	48.90	48.90
Sub-Total Materiales				**0.00**	**82.09**	**82.09**
6. Fundaciones	1.00	0.11		8.74		8.74
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.75		0.75
8. Montaje	1.00	0.28		23.15		23.15
Total Costo Base				**32.64**	**82.09**	**114.73**
9. Contingencias	0.10			3.26	8.21	11.47
10. Ingeniería y Administración	0.08			9.18		9.18
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			3.44		3.44
13. Inspección	0.03			3.44		3.44
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			6.88		6.88
COSTO TOTAL				**76.34**	**90.30**	**166.65**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV REPOTENCIACION CIRCUITO SENCILLO 230 KV CONDUCTOR ACSS						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		5.72	0.00	5.72	5.72
2. Conductores y accesorios	1.00		34.73	0.00	34.73	34.73
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.87	0.00	0.87	0.87
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		0.10	0.00	0.10	0.10
5. Torres y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total Materiales				**0.00**	**41.42**	**41.42**
6. Fundaciones	1.00	0.03		1.38		1.38
7. Derecho de vía	1.00	0.00		0.00		0.00
8. Montaje	1.00	0.56		23.36		23.36
Total Costo Base				**24.74**	**41.42**	**66.16**
9. Contingencias	0.10			2.47	4.14	6.62
10. Ingeniería y Administración	0.08			5.29		5.29
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			1.98		1.98
13. Inspección	0.03			1.98		1.98
14. Indemnización B/. * kM	0.00			0.00		0.00
15. IDC	0.06			3.97		3.97
COSTO TOTAL				**42.95**	**45.56**	**88.50**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV REPOTENCIACION DOBLE CIRCUITO 230 KV CONDUCTOR ACSS						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		11.43	0.00	11.43	11.43
2. Conductores y accesorios	1.00		69.46	0.00	69.46	69.46
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.87	0.00	0.87	0.87
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		0.10	0.00	0.10	0.10
5. Torres y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total Materiales				**0.00**	**81.86**	**81.86**
6. Fundaciones	1.00	0.03		2.72		2.72
7. Derecho de vía	1.00	0.00		0.00		0.00
8. Montaje	1.00	0.56		46.18		46.18
Total Costo Base				**48.90**	**81.86**	**130.76**
9. Contingencias	0.10			4.89	8.19	13.08
10. Ingeniería y Administración	0.08			10.46		10.46
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			3.92		3.92
13. Inspección	0.03			3.92		3.92
14. Indemnización B/. * kM	0.00			0.00		0.00
15. IDC	0.06			7.85		7.85
COSTO TOTAL				**82.44**	**90.05**	**172.49**

Costo Unitario de Subestaciones

ADICION 1 INT. 115 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	1	61,000	61,000
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	1	19,871	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	2	17,539	35,078
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	10,356	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar y tripolar	-	115,250	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	78,580	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	23,000	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	18,000	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,614	-
16	Pararrayos 192 KV	-	7,000	-
17	Pararrayos 96 KV	3	4,000	12,000
18	CT 230 KV	-	19,000	-
19	CT 115 KV	6	13,610	81,659
20	PT 230 KV	-	17,000	-
21	PT 115 KV	3	11,000	33,000
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		605,000	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	155,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	43,624	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,930	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,918	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**242,608**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**242,608**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	8.50	20,622
40	Servicios auxiliares	lote	17.00	41,243
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	121,304
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	64.00	155,269
43	Equipo de Comunicaciones	lote	16.00	38,817
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	14.00	33,965
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**653,829**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	7.25	47,403
46	Obras Civiles Generales	lote	24.00	156,919
	TOTAL COSTO BASE			**858,151**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	42,908
48	Diseño		3.00	25,745
49	Ingeniería		4.00	34,326
50	Administración		4.00	34,326
51	Inspección		3.00	25,745
52	IDC		6.00	51,489
53	EIA		0.19	1,630
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**1,074,319**

ADICION 2 INT. 115 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	2	61,000	122,000
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	1	19,871	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	4	17,539	70,157
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	10,356	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	-	115,250	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	78,580	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	23,000	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	18,000	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,614	-
16	Pararrayos 192 KV	-	7,000	-
17	Pararrayos 96 KV	3	4,000	12,000
18	CT 230 KV	-	19,000	-
19	CT 115 KV	12	13,610	163,317
20	PT 230 KV	-	17,000	-
21	PT 115 KV	3	11,000	33,000
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		605,000	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	155,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	43,624	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,930	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,918	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**420,345**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**420,345**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	8.50	35,729
40	Servicios auxiliares	lote	17.00	71,459
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	210,173
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	64.00	269,021
43	Equipo de Comunicaciones	lote	16.00	67,255
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	14.00	58,848
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**1,132,830**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	68,423
46	Obras Civiles Generales	lote	23.94	271,211
	TOTAL COSTO BASE			**1,472,464**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	73,623
48	Diseño		3.00	44,174
49	Ingeniería		4.00	58,899
50	Administración		4.00	58,899
51	Inspección		3.00	44,174
52	IDC		6.00	88,348
53	EIA		0.19	2,798
54	Terrenos	m2	0.0	-

ADICION 3 INT. 115 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	3	61,000	183,000
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	2	19,871	39,742
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	6	17,539	105,235
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	10,356	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	-	115,250	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	78,580	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	23,000	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	18,000	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,614	-
16	Pararrayos 192 KV	-	7,000	-
17	Pararrayos 96 KV	6	4,000	24,000
18	CT 230 KV	-	19,000	-
19	CT 115 KV	18	13,610	244,976
20	PT 230 KV	-	17,000	-
21	PT 115 KV	6	11,000	66,000
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		605,000	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	155,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	43,624	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,930	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,918	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**662,953**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**662,953**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	8.50	56,351
40	Servicios auxiliares	lote	17.00	112,702
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	331,477
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	64.00	424,290
43	Equipo de Comunicaciones	lote	16.00	106,073
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	14.00	92,813
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**1,786,659**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	107,914
46	Obras Civiles Generales	lote	23.94	427,744
	TOTAL COSTO BASE			**2,322,318**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	116,116
48	Diseño		3.00	69,670
49	Ingeniería		4.00	92,893
50	Administración		4.00	92,893
51	Inspección		3.00	69,670
52	IDC		6.00	139,339
53	EIA		0.19	4,412
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**2,907,310**

ADICION 1 INT. 230 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	-	61,000	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	17,539	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	10,356	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	1	115,250	115,250
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	78,580	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	23,000	23,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	2	18,000	36,000
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,614	-
16	Pararrayos 192 KV	3	7,000	21,000
17	Pararrayos 96 KV	-	4,000	-
18	CT 230 KV	6	19,000	114,000
19	CT 115 KV	-	13,610	-
20	PT 230 KV	3	17,000	51,000
21	PT 115 KV	-	11,000	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		605,000	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	155,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	43,624	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,930	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,918	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**360,250**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**360,250**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	8.50	30,621
40	Servicios auxiliares	lote	17.00	61,243
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	180,125
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	64.00	230,560
43	Equipo de Comunicaciones	lote	16.00	57,640
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	14.00	50,435
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**970,874**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	58,641
46	Obras Civiles Generales	lote	23.94	232,437
	TOTAL COSTO BASE			**1,261,951**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	63,098
48	Diseño		3.00	37,859
49	Ingeniería		4.00	50,478
50	Administración		4.00	50,478
51	Inspección		3.00	37,859
52	IDC		6.00	75,717
53	EIA		0.19	2,398
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**1,579,837**

ADICION 2 INT. 230 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	-	61,000	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	17,539	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	10,356	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	2	115,250	230,500
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	78,580	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	23,000	23,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	4	18,000	72,000
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,614	-
16	Pararrayos 192 KV	3	7,000	21,000
17	Pararrayos 96 KV	-	4,000	-
18	CT 230 KV	12	19,000	228,000
19	CT 115 KV	-	13,610	-
20	PT 230 KV	3	17,000	51,000
21	PT 115 KV	-	11,000	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		605,000	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	155,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	43,624	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,930	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,918	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**625,500**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**625,500**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	8.50	53,168
40	Servicios auxiliares	lote	17.00	106,335
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	312,750
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	64.00	400,320
43	Equipo de Comunicaciones	lote	16.00	100,080
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	14.00	87,570
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**1,685,723**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	101,818
46	Obras Civiles Generales	lote	23.94	403,579
	TOTAL COSTO BASE			**2,191,119**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	109,556
48	Diseño		3.00	65,734
49	Ingeniería		4.00	87,645
50	Administración		4.00	87,645
51	Inspección		3.00	65,734
52	IDC		6.00	131,467
53	EIA		0.19	4,163
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**2,743,062**

ADICION 3 INT. 230 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	-	61,000	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	17,539	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	10,356	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	3	115,250	345,750
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	78,580	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	2	23,000	46,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	6	18,000	108,000
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,614	-
16	Pararrayos 192 KV	6	7,000	42,000
17	Pararrayos 96 KV	-	4,000	-
18	CT 230 KV	18	19,000	342,000
19	CT 115 KV	-	13,610	-
20	PT 230 KV	6	17,000	102,000
21	PT 115 KV	-	11,000	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		605,000	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	155,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	43,624	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,930	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,918	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**985,750**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**985,750**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	8.50	83,789
40	Servicios auxiliares	lote	17.00	167,578
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	492,875
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	64.00	630,880
43	Equipo de Comunicaciones	lote	16.00	157,720
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	14.00	138,005
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**2,656,596**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	160,458
46	Obras Civiles Generales	lote	23.94	636,016
	TOTAL COSTO BASE			**3,453,070**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	172,654
48	Diseño		3.00	103,592
49	Ingeniería		4.00	138,123
50	Administración		4.00	138,123
51	Inspección		3.00	103,592
52	IDC		6.00	207,184
53	EIA		0.19	6,561
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**4,322,899**

Criterios Básicos para la Selección Óptima del Conductor

CRITERIOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN OPTIMA DE CONDUCTORES[1]

Los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor en una línea de transmisión son:

1.*Selección de la configuración o de las configuraciones de fase a ser adoptadas*: se realiza una elección de los tipos de torre y de la configuración de las cadenas de aisladores a ser estudiadas.

2. *Determinación de los tipos de conductores a ser considerados en la evaluación*:

2.1. Conductor ACSR (Aluminum Cable Steel Reinforced): los conductors de aluminio-acero son los más ampliamente utilizados en líneas aéreas de transmisión en el mundo. Combinan satisfactoriamente las propiedades mecánicas del acero con las propiedades eléctricas y de conductibilidad del aluminio. Han sido empleados con buen desempeño aún cerca del litoral marítimo, no habiendo, en general, registros de corrosión acentuada del alma de acero debido a atmósferas salinas. En el caso de atmósferas muy salinas o agresivas, es práctica común optar por una clase de galvanización más espesa para el alma de acero.

2.2. Conductor ACSR/AW: es un cable con características prácticamente iguales a las del cable ACSR común, pero con el alma más resistente a la corrosión.

2.3. Conductor AAAC (All Aluminum – Alloy Conductor): se trata de conductores de aleación de aluminio, generalmente con la aleación ASTM 6201-T81. Son similares al ALMELEC, ampliamente utilizado en Francia. Es un conductor homogéneo con buen desempeño eléctrico y mecánico.

2.4. Conductor ACAR (Aluminum Alloy Reinforced) : este tipo de conductor posee la ventaja de no sufrir corrosión acentuada en el alma.

3. *Determinación del diámetro mínimo aceptable*: el diámetro mínimo aceptable es determinado en función del nivel de gradiente superficial máximo admisible, de las tensiones de inicio o extinción de la corona visible, de los niveles máximos de RI y RA, de la potencia natural de la línea, de la regulación de tensión, de las pérdidas máximas admisibles y de la máxima temperatura de proyecto, la cual dependerá de la ubicación del proyecto.

3.1. Gradiente superficial: como el gradiente de potencia disruptivo del aire es del orden de 21 KV_{rms}/cm, se debe, en la práctica, limitar el gradiente máximo superficial del conductor a cerca del 90% del valor anteriormente mencionado.

3.2. Tensión de extinción de corona: como la tensión de corona visible generalmente ocurre a un valor más bajo de tensión que el inicio de corona,

[1] Selección Técnico Económica de Conductores. Consorcio LEME-CEMIG. IN-G50-009 Rev.0. Línea de Transmisión 230KV – Estí.

basta establecer el límite mínimo de tensión operacional 10% arriba del nominal, valor para le cual no debe aparecer corona visible.

3.3. Nivel máximo de radiointerferencia (RI): la radiointerferencia producida por el efecto corona de los conductores de una línea de transmisión es más intensa en la faja de frecuencia entre 0.5 y 1.6MHz. Generalmente una señal de ruido estándar se encuentra en el orden de 66 dB referida a 1 μV/m.
3.4. Ruido Audible (RA): el ruido audible se torna más intenso a medida que crece el nivel de tensión de la línea de transmisión.
3.5. Regulación y pérdidas: se establecen los límites del 10% para la máxima regulación de tensión y del 10% de pérdidas, en relación a la potencia máxima transmitida por la línea.
3.6. Potencia natural (SIL): la potencia natural solamente depende de la tensión de la línea de transmisión, de la configuración y del número de subconductores por haz.
3.7. Temperaturas del conductor: la temperatura máxima del conductor a ser utilizada en los modelos ¨templates¨ depende de la temperatura ambiente, la potencia transmitida, velocidad del viento y de los índices de radiación solar. Para temperaturas de hasta 80°C no hay pérdida de resistencia mecánica por el conductor.
3.8. Pérdidas corona: se recomienda que para las pérdidas corona, originadas de las descargas de los conductores, estén limitadas a un máximo del 10% de las pérdidas-joule.
3.9. Campo eléctricos y magnéticos: serán determinados a la altura de 1m del suelo.

3. Determinación de las ecuaciones de regresión para el cálculo del peso de las estructuras en función de los conductores y del modelo meteorológico de la región.
4. Optimización preliminar para selección de la faja de calibres de conductores más económicos en función del valor presente de los costos de capital, las pérdidas, la instalación de potencia reactiva y de los costos de mantenimiento.
5. Elaboración de estudios de sensibilidad de las alternativas que se ubiquen próximo a las de mínimos valores presentes.

Finalmente, podemos indicar que la determinación de los conductores o del haz de conductores más económicos para una línea de transmisión debe armonizar dos metas fundamentales: un desempeño técnico adecuado y economía.

En lo que se refiere al desempeño técnico, se deben tener en cuenta los niveles de aislamiento adecuados, junto con un diámetro mínimo abajo del cual la operación de la línea de transmisión pueda tornarse precaria o deficiente.

En relación a la economía, la misma será función de la resistencia de los conductores en análisis, de las potencias a transmitir, de los costos de pérdidas y del periodo de análisis.

Una solución previamente ejecutada debe restringir el análisis económico apenas a la determinación de los calibres que sean técnicamente satisfactorios desde el punto de vista de los aspectos eléctricos.

Requerimientos Técnicos Mínimos de Protección para Subestaciones y Líneas de Transmisión

Requerimientos Técnicos Mínimos de Protección para Subestaciones y Líneas de Transmisión

1. Protección Diferencial de línea

La política de aplicación del esquema de protección diferencial de corriente en líneas de transmisión, esquema de protección primaria, está sujeta a la longitud de la línea (líneas menores a 60 Km.) y a la facilidad del medio de comunicación (fibra óptica dedicada).

Cuando se utiliza el diferencial de línea, la comunicación entre los extremos de la línea debe ser muy confiable, ya que de esta forma se asegura que en todo momento se realiza la comparación entre las corrientes de los extremos.

Una cantidad remota conteniendo la información de corriente necesita ser enviada al extremo local para comparación con la corriente local. Las cantidades a ser comparadas necesitan ser coincidentes en tiempo y la información del fasor debe ser preservada, de no ser así disparos incorrectos pueden ocurrir.

Se requiere tomar en cuenta el diseño de la interfase de comunicación del relevador, la cual tiene que bloquear mensajes de data corrupta que le llegan a cada relé y asegurar que los relés en ambos extremos permanezcan sincronizados. Además el relé debe poder medir y compensar con precisión el tiempo de retardo del canal, de manera de poder realizar un adecuado alineamiento de las cantidades medidas.

El principio de medición del relé debe manejar adecuadamente los errores introducidos por los transformadores de corrientes (TC) y las corrientes capacitivas.

La protección debe contar con facilidad de medición de la corriente diferencial en una base por fase y debe permitir la selección de disparo tripolar o monopolar, de manera de poder implementar esquema automático de recierre de alta velocidad.

La corriente mínima de operación debe ser ajustable y debe ser dependiente de la característica diferencial de porcentaje. Debe tener curva de operación con doble pendiente, donde cada pendiente sea ajustable.

Para perdida de comunicación entre los relevadores de los extremo de la línea protegida, la protección diferencial de corriente cuenta con una protección de respaldo que está habilitada continuamente.

2. Protección de Distancia

En la red de transmisión de ETESA, para líneas menores de 60 Km., es utilizada una protección secundaria de comparación direccional conformada por un relé de distancia. Para líneas de transmisión superiores a 60 Km. de longitud, tanto la protección primaria como la protección secundaria son esquemas de comparación direccional.

La protección de distancia debe contar con cuatro zonas de operación tres de las cuales detectan fallas hacia delante y una que detecta fallas hacia atrás.

Las zonas pueden ser de características mho o de características cuadrilateral. La características mho puede ser polarizada con voltaje de memoria de secuencia positiva o una técnica superior. La característica cuadrilateral puede ser polarizada con corriente de secuencia cero o negativa o con una técnica superior.

La característica cuadrilateral está conformada por cuatro líneas que se intersecan formando un cuadrilátero en el plano x-y. Una de estas líneas es el límite reactivo superior, otra el límite resistivo positivo, otra el límite resistivo negativo y finalmente la línea de direccionamiento que cruza por el origen del plano x-y. El alcance resistivo máximo debe guardar un margen de seguridad con la impedancia de carga máxima de la línea igual al 20%.

Zona uno detecta fallas hacia delante de la línea y es ajustada a un 80% de la impedancia de secuencia positiva. La operación de zona uno es instantánea.

Zona dos detecta fallas hacia delante y es ajustada a un 100% de la línea protegida más un 50% de la línea adyacente eléctricamente más corta. Zona dos es menor que la zona uno de cualquiera de las líneas en el bus remoto bajo las diferentes condiciones de operación del sistema. El tiempo de operación de zona dos depende de la estabilidad del sistema. Debe realizar un estudio que indique el tiempo crítico de despeje de fallas. Además, tiene que asegurar la coordinación con las protecciones de las líneas existentes.

Zona tres detecta fallas hacia delante y es ajustada a un 100% de la línea protegida más el 100% de la línea adyacente eléctricamente más larga. Zona tres es menor que la zona dos de cualquiera de las líneas en el bus remoto bajo las diferentes condiciones de operación del sistema. El tiempo de operación de zona tres es de un segundo.

Zona cuatro detecta fallas hacia atrás, sirviendo de respaldo de la protección de barra del bus local. El tiempo de operación de zona cuatros es de un segundo.

3. Protección Direccional de Sobrecorriente de Falla a Tierra (67N)

Las protecciones de distancia tienen como respaldo al 67N. Esta protección debe existir como una función programada en el relevador de distancia/diferencial o

como un equipo independiente. El 67N debe ser polarizado por elementos de secuencia negativa. El tap debe ajustarse 1.5 veces o más por encima del máximo desbalance y 2 veces o más por debajo de la falla mínima. Consideramos que el máximo desbalance en transmisión es el 10% de la carga máxima que puede llevar la línea. También, hay que verificar la coordinación entre el nuevo 67N y los de las líneas adyacentes. Se espera que una falla al final de la línea sea despejada en un tiempo igual al tiempo de zona dos (400 milisegundos).

4. Esquema piloto

El esquema piloto usa canales de comunicación para enviar información desde la protección local hasta la protección en el bus remoto. El propósito es despejar instantáneamente las fallas a lo largo de toda la línea protegida. ETESA utiliza el esquema PUTT(Permissive Underreach Transfer Trip). Cada línea cuenta con dos canales de comunicación. El primario es 21X1 y el secundario, 21X2. Requerimos dualidad en el envío. Es decir, tanto la protección secundaria como la primaria tienen que enviar tonos por ambos canales de comunicación. Las protecciones de línea únicamente envían tono si el elemento de zona 1 se activa. No se utiliza dualidad en el recibo, la protección primaria recibe información del canal primario y la protección secundaria del canal secundario.

Si las protecciones de línea reciben tono y además tienen activo el elemento de zona dos, entonces ocurre un disparo asistido.

Adicional al esquema PUTT, ETESA utiliza como respaldo para fallas en la línea remota el esquema de fallo de interruptor remoto (BFR). Cuando el esquema de fallo de interruptor local opera, envía un tono por los canales primario y secundario. En el extremo remoto se reciben ambos tonos que junto a la activación del elemento de zona tres de las protecciones primaria y secundaria hacen operar el esquema BFR. Este esquema sólo dispara los interruptores asociados a la línea.

5. Recerrador

El esquema de recierre es monopolar y puede conformarse por un solo recerrador por línea o por un recerrador por cada interruptor. Se utilizará el esquema maestro seguidor, siendo el interruptor de la barra el maestro y el del medio, el seguidor. Primero, recierra el interruptor maestro, transcurre un tiempo programable y finalmente, recierra el seguidor. Si por alguna razón el maestro se encuentra fuera de servicio, el seguidor se convertirá en el maestro.

El tiempo muerto, que es el tiempo en que la fase fallada permanece abierta es de 800mseg. Durante el tiempo muerto el recerrador debe bloquear la función 67N. El tiempo de reclamo, que es el tiempo inmediatamente posterior al recierre es de 25seg. Cualquier tipo de falla que ocurra durante el tiempo muerto o de reclamo se despeja tripolarmente y el recerrador se bloquea. La forma de desbloquearlo es cuando se cierra el interruptor.

En el esquema de recierre se monitorea el estatus de cada polo para asegurar que solamente se realicen recierres monopolares. También, se verifica la condición del interruptor (resorte cargado, buena presión de gas). Para que el recierre sea exitoso esta condición debe ser óptima, de no ser así las otras dos fases son disparadas por el recerrador. Por otro lado, cada vez que se solicite una tarjeta amarilla, el recerrador debe desactivarse por comando enviado desde el CND. Tiene que garantizarse que cualquier falla que ocurra cuando el recierre esté desactivado provoque disparo tripolar de los interruptores asociados a la línea. En el caso que compartan la misma bahía, si el recerrador de la línea 1 está con tarjeta amarilla y ocurre una falla en la línea 2, el interruptor del medio disparará tripolarmente.

6. Protección de transformadores

El esquema de protección de los transformadores de ETESA está conformado por 2 protecciones diferenciales (87T) de alta velocidad, Sobrecorrientes instantáneos de tiempo definido (50 TD) para condiciones de sobrecarga y Sobrecorrientes tiempo inverso de fase (51 P) como respaldo para fallas en el terciario cuya conexión es típicamente en delta, también debe contar con un sobrecorriente de neutro de tiempo inverso (51N) como respaldo ante fallas asimétricas externas al transformador. Los transformadores deben contar con las protecciones mecánicas por temperatura, presión súbita y Bucholtz.

Al operar la protección diferencial de transformador, debe activar un relé de disparo y bloqueo (86T) para disparar todos sus interruptores asociados y evitar someterlo nuevamente a fallas antes de reponer el relé 86T

7. Protección de reactores

El esquema de protección de los reactores está conformado por relevadores de sobrecorriente si el reactor está acoplado al sistema directamente sobre la barra de la subestación, si el reactor entra en una nave (como es el caso de las subestaciones del proyecto GUVELLA), se requiere de una protección diferencial que proteja desde el reactor hasta los interruptores de la nave en donde esté conectado.

8. Protección de fallo de interruptor

El esquema de fallo de interruptor es un esquema de respaldo que está conformado por relés de sobrecorriete instantáneos (50 BF), temporizador (62 BF) y relés de disparo y bloqueo (86 BF). El esquema es iniciado por contactos de las protecciones en serie con contactos del 50 BF, si el sobrecorriente instantaneo 50BF detecta corriente de falla a pesar del disparo de la protección, cierra su contacto energizando la bobina del temporizador 62 BF el cual al cumplir su tiempo de ajuste cierra un contacto que dispara el relevador multicontacto 86 BF

que dispara y bloquea los interruptores adyacentes locales y transfiere el disparo a los interruptores remotos adyacentes de ser necesario.

9. Protección de Barras

El esquema de protección diferencial de barras está conformado por protecciones diferenciales de alta impedancia cuya operación es por voltajes para asegurar su estabilidad para fallas de altas corrientes, evitando problemas por saturación de CT´s. Para los disparos de esta protección, se utiliza un relé de disparo y bloqueo 86 B que dispara y bloquea todos los interruptores asociados a la barra.

10. Protección de Transformador de tierra

Las protecciones de los transformadores de tierra son protecciones de respaldo para fallas monofásicas que consisten en relays de sobrecorriente de tiempo inverso (51G), los cuales deben estar debidamente coordinados con las protecciones de los alimentadores que salen de la barra de 34.5 KV de las subestaciones.

ANEXO I-7

Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011

SECRETARÍA NACIONAL DE ENERGÍA

GOBIERNO NACIONAL
REPÚBLICA DE PANAMÁ

29 de diciembre de 2010

Nota No.1124-10

Ingeniero
Fernando Marciscano R.
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
E. S. D.

Ingeniero Marciscano:

Tengo el agrado de dirigirme a usted en esta ocasión, para remitirle la "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional", del 2011.

Con las muestras de mi más alta consideración y estima, quedo de usted

Atentamente,

Juan M. Urriola I.
Secretario de Energía

SECRETARIA NACIONAL
DE ENERGIA

GOBIERNO NACIONAL
REPÚBLICA DE PANAMÁ

República de Panamá
Secretaría Nacional de Energía

Definición de Política y Criterios

para la Revisión del Plan de Expansión

del Sistema Interconectado Nacional

2011

I. Referencias Legales

A. Ley 6 de 3 de febrero de 1997 "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad"

Sección II, Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 18. ***Criterios.***

La definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, se realizará a corto y largo plazo, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por La Secretaría; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental, financiera y económicamente viables, y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Artículo 19. ***Preparación de los planes de expansión.***

La Empresa de Transmisión a que se refiere el capítulo IV del título III de esta Ley, elaborará el plan de expansión, de acuerdo con los criterios y políticas establecidos por La Secretaría y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado.

Las empresas de distribución y de generación suministrarán, a la Empresa de Transmisión, la información necesaria para preparar el plan de expansión, según se establezca en el reglamento o lo determine la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

El plan de expansión deberá ser actualizado o revisado anualmente, o cuando se presenten cambios de importancia en los supuestos, proyecciones o criterios que lo sustentan.

La Empresa de Transmisión consultará la opinión de las empresas de distribución y de generación sobre el plan de expansión. Las empresas distribuidoras tendrán el derecho de reducir su demanda proyectada, de acuerdo con las decisiones que adopten para contratar el suministro de energía con empresas distintas a la Empresa de Transmisión, dentro de los

límites establecidos en esta Ley. La empresa de Transmisión efectuará los ajustes necesarios al plan y lo someterá a la aprobación de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Una vez aprobado, el plan de expansión servirá de base, a la Empresa de Transmisión, para establecer los requerimientos de suministro de energía a largo plazo, que se utilizan para el respectivo proceso de contratación.

B. Ley N° 52 de 30 de julio de 2008 "Que crea la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones"

Artículo 15. ***Subrogación.***

La presente Ley subroga los artículos 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 y 17 de la Ley 6 de 1997, que asigna a la Comisión de Política Energética la responsabilidad de formular las políticas globales y definir la estrategia del sector energía, así como las disposiciones pertinentes del Decreto de Gabinete 36 de 17 de septiembre de 2003, del Decreto Ley 6 del 15 de febrero del 2006 y de la Ley 6 de 2007, que asignan funciones y atribuciones específicas en materia de hidrocarburos al Ministerio de Comercio e Industrias, a través de la Dirección General de Hidrocarburos y Energías Alternativas. Dichas funciones quedan adscritas privativamente a la Secretaría.

C. Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 "Por el cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad"

Título I, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 1. ***Elaboración del Plan de Expansión.***

Para la elaboración de los Planes de Expansión, la Empresa de Transmisión formulará una metodología detallada que se basará en Lineamientos Generales y Pautas Metodológicas que emita la Secretaría Nacional de Energía.

Artículo 2. ***Plan de Expansión.***

Sobre la base de los criterios que haya fijado la Secretaría Nacional de Energía, y la información sobre demanda, oferta de generación, datos técnicos y económicos sobre el sistema de transmisión, se elaborará un Plan de Expansión, en el cual se identificarán las adiciones de capacidad de generación y transmisión que permitan atender la demanda.

Este Plan deberá elaborarse para un período mínimo de diez (10) años. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos podrá mediante Resolución hacer un cambio a este período, si se da alguna condición que lo requiera.

Artículo 4. ***Presentación de los Resultados del Plan de Expansión.***

A más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y a la Secretaría Nacional de Energía los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalle de la información base utilizada para su elaboración. El Plan deberá incluir una propuesta sobre la generación adicional que deberá contratarse para atender el crecimiento de la demanda.

A la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos le corresponderá la aprobación del plan de expansión. Durante los primeros cinco años, a la Empresa de Transmisión le corresponderá la ejecución del Plan aprobado, el cual será de carácter normativo en materia de generación y transmisión; después del quinto año este Plan será indicativo en materia de generación y normativo en transmisión.

D. Reglamento de Transmisión

El Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la resolución JD-5216 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y sus modificaciones, forman parte de la normativa relacionada con el Plan de Expansión de Transmisión y el Plan Indicativo de Generación.

II. Lineamientos Generales

A. Requerimientos de Calidad

Generación:

Nos referimos a la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Capítulo III, "Terminología y Definiciones" del Reglamento de Operaciones que define "Calidad" como: "la condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos por las normas legales y reglamentos vigentes aplicables".

Transmisión:

Cumplir con las normas de calidad debidamente aprobadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la(s) resolución(es) vigente(es).

B. Mínimo Costo

Se mantiene el criterio de obtención del plan de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo. De acuerdo al Artículo 92 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, modificado por la Ley 57 de 13 de octubre de 2009,

"La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. preparará el pliego de cargos y efectuará la convocatoria de los actos de concurrencia para la compra de potencia y/o energía, así como la evaluación y adjudicación de los contratos de suministro correspondientes, de acuerdo con los parámetros, criterios y procedimientos establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, y asignará dichos contratos de suministro a las empresas distribuidoras, para su firma y ejecución, mediante resolución debidamente motivada."

Por lo tanto, la competencia entre las empresas generadoras (existentes y/o futuras) es el mecanismo previsto en la Ley 6 de 1997 y sus modificaciones para lograr un precio eficiente de generación, lo cual debe enmarcarse en los criterios indicados por la Secretaria Nacional de Energía y su Consejo Consultivo compuesto por la ANAM, EGESA, ASEP y ETESA.

Además, la realización del proyecto SIEPAC cuya entrada en servicio está proyectada para 2011, introduce la oportunidad de un mercado regional de que intercambia más de 2,500 GWh netos por año, por lo que los criterios de inversión en generación no se circunscribirán exclusivamente al mercado nacional. Además, abre las posibilidades para la instalación de plantas de mayor capacidad con miras a la exportación hacia el mercado centroamericano.

Por ende, se hace necesario analizar diversos escenarios donde se tomen en cuenta las últimas tecnologías y los precios de generación del mercado local y regional y las fechas de expiración de los contratos de compraventa de energía vigentes, entre otros, para abarcar una gama razonable de alternativas de expansión del parque de generación que sean cónsonas con la realidad del sector a nivel local y regional.

Por otro lado, también habría que tomar en cuenta la Ley 45 de 4 de agosto de 2004, "Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y dicta otras disposiciones.", y los incentivos contemplados en ésta, que coadyuvan al desarrollo de proyectos de energías renovables.

C. Criterios de Seguridad y Confiabilidad

El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) utilizará como criterios de confiabilidad los siguientes:

Generación:

Energía: (I) Para ningún año del período de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas, y

(II) No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas; y para

Potencia: El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP.

Transmisión:

Criterio de Seguridad: Se utilizará como criterio de confiabilidad el esquema N-1, no obstante, se deberán evaluar los aspectos probabilísticos y económicos para decidir el nivel de su aplicación, tomando en cuenta el comportamiento dinámico del Sistema Interconectado Nacional, como lo señala el Reglamento de Transmisión, "el Sistema Principal de Transmisión

deberá estar diseñado de tal forma de soportar cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir que nunca el sistema puede entrar en colapso o desmembramiento incontrolado ante una falla simple. Para ese logro podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión".

Criterio de Confiabilidad: De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión que señala:

Artículo 94: "Para el diseño de la red de transmisión en el Plan de Expansión, así como en cualquier estudio para la expansión del sistema de transmisión por medio de una conexión que lo justifique se deberá calcular la adecuación del sistema a través de índices de Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) a nivel de barra y a nivel del Sistema Interconectado Nacional, considerando la influencia tanto del sistema de generación como del Sistema Principal de Transmisión en los mismos".

Artículo 96: "El valor del Costo de la Energía No Servida (CENS) a los efectos de la determinación del costo del valor esperado de la energía no servida será de CENS = 1,850 $/MWh", de acuerdo con la Resolución AN No. 2152-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

D. Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1,850 $/MWh, que corresponde al CENS.

E. Otros Lineamientos

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.

2. Diversificar las fuentes de suministro de energía utilizando la última tecnología de mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes. En los análisis deben contemplarse, además de las fuentes hídricas, las siguientes:
   a. Tradicionales: Eólica, Gas Natural y Carbón.
   b. Factibles: Turba, Mareomotriz, Biocombustibles y demás tecnologías.

3. Pronóstico de Precios de los Combustibles

   a. Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2011:

      - Un escenario de precios base en torno a los **85.17 US$/barril** para el crudo WTI publicados por Platts.

      - Un escenario de precios altos en torno a los **102.20 US$/barril** para el crudo WTI publicados por Platts .

      - Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2011 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE.

   b. Los precios indicados para el Diesel Liviano y Bunker C están referenciados a los precios WTI publicados por Platts del crudo de 85.17 y 102.20 US$/barril respectivamente mas US$ 6.00/barril por transporte.

   c. El plan debe considerar la posibilidad de generar con Gas Natural Líquido (GNL). El costo de las instalaciones de regasificación deberán ser incluidos en las plantas que generan a base de GNL.

   d. El plan debe evaluar la posibilidad de generación a base de carbón. Para el caso de Carbón, de 11600 BTU / 6450 cal/kgr, se utiliza un precio de 83.25 US$/Ton en el Escenario de Precios Base y un precio de 99.90 US$/Ton en el Escenario de Precios Alto, de acuerdo a la UPME, mas 6.50 US$/Ton por transporte.

Escenario de Precios Base	
- Crudo WTI publicados por Platts	85.17 US$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub Spot (sin transporte ni regasificación)	4.31 US$/$10^6$ BTU
- Fuel Oil pesado para Generación Eléctrica (con transporte)	76.49 US$/Barril
- Diesel Oil para generación eléctrica (con transporte)	96.20 US$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	89.75 US$/Ton

Escenario de Precios Altos	
- Crudo WTI publicados por Platts	102.20 US$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub Future (sin transporte ni regasificación)	5.17 US$/$10^6$ BTU
- Fuel Oil pesado para Generación Eléctrica (con transporte)	90.59 US$/Barril
- Diesel Oil para generación eléctrica (con transporte)	114.24 US$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	106.40 US$/Ton

Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomará también el valor indicado como punto de partida en el año 2011 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE .

e. Es importante reiterar las siguientes observaciones hechas por la propia Agencia Internacional de la Energía (EIA) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), con respecto a sus proyecciones:

"Prices

EIA has endeavored to make these projections as objective, reliable, and useful as possible; however, they ***should serve as an adjunct to, not a substitute for, analytical processes in the examination of policy initiatives."***

En otras palabras hay que hacer el señalamiento de que la estimación de precios a futuro utilizando las proyecciones de la EIA/DOE implica un riesgo que no se puede precisar con certeza.

4. Para efectos del Plan de Expansión deberán considerarse en la versión final, además de los proyectos en los que se tenga certeza de su construcción o que tengan un contrato de suministro, aquellos proyectos que luego de ser incluidos inicialmente en las corridas resulten económicamente viables. Se entenderá como certeza de construcción a los proyectos que tengan financiamiento comprobado o 25% de avance en su construcción y como económicamente viables, aquellos proyectos con un retorno a la inversión (TIR) de 16%, evaluado por 10 años a partir de su entrada en operación comercial. Este criterio rige inclusive para aquellos proyectos considerados como fijos.

F. Planes de Desarrollo Energético

1. Sistema de Generación Futuro:

Se considerarán proyectos fijos y proyectos candidatos de la siguiente manera:

- El periodo fijo queda definido como los cuatro primeros años desde la fecha de inicio del plan de expansión.
- **Proyectos fijos** son aquellos que:
  - Inician su operación dentro del periodo fijo,
  - O se encuentran efectivamente en construcción,
  - O tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la

concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.

- O tienen, por lo menos, la autorización de conducencia de la ANAM.

- O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

- O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante la ANAM, y se haya formalizado mediante el pago por éste derecho.

Plan de Corto Plazo					
Entrada en Operación Comercial	Proyecto	Capacidad Instalada (MW)			
		Hidro	Eólico	Termo	Total
2011	Baitún	85.9			522.0
	Bajo Mina	56.8			
	BLM – Carbón (1)				
	El Fraile	5.3			
	Gualaca	25.2			
	Lorena (Contrato)	35.0			
	Los Planetas I (Contrato)	4.8			
	Pedregalito	20.0			
	Pedregalito II	10.0			
	Prudencia (Contrato)	56.0			
	Chan I (Contrato)	223.0			
2012	Cochea	12.5			36.5
	La Huaca	4.0			
	Las Perlas Norte	10.0			
	Las Perlas Sur	10.0			
2013	Bajo del Totuma	5.0			437.8
	Bajo Frío	56.0			
	Bonyic	30.0			
	El Alto (Contrato)	60.0			
	El Síndigo	10.0			
	Eólico		150.0		
	Mendre II	8.3			
	Monte Lirio (Contrato)	52.0			
	Pando (Contrato)	32.6			
	Río Piedra	10.5			
	RP490	10.0			
	San Andrés	8.8			
	Tizingal	4.6			

2014	Los Planetas II Ojo de Agua San Lorenzo	3.7 5.8 8.9			18.4
Total Instalado (MW)		864.7	150.0	0.0	1,014.7

(1) Las unidades 2, 3 y 4 de BLM se sustituyen por una unidad de 120 MW (Cambio de tecnología). No adiciona capacidad al Sistema de Generación.

- Se mantiene con fecha de entrada fija el proyecto Chan I de 223 MW el cual está programado para entrar en operación comercial en mayo de 2011, al igual que un proyecto Eólico de 150 MW para entrar en operación comercial en el año 2013**.**

- **Proyectos candidatos** son aquellos con trámite de solicitud de concesión o licencia ante la ASEP, considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

2. Escenarios a Analizar:

(a) Un escenario hidro-térmico considerando los proyectos hidroeléctricos con concesión definitiva o en trámite y las plantas térmicas de combustibles convencionales (bunker y diesel) con licencia definitiva o en trámite. Considerar carbón a partir de 2015.

(b) Un escenario hidro-térmico igual al (a) considerando además fuentes eólicas a partir del año 2013.

(c) Un escenario hidro-térmico igual al (b) considerando además GNL e incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique, a partir del año 2014.

(d) Un escenario hidro-térmico igual al (c) considerando además las posibilidades de generación de energías alternativas como Mareomotriz, Turba y Otras (si existe algún proyecto vigente con disponibilidad de información técnica y económica para el desarrollo del proyecto).

OBSERVACIONES:

i. Se deberá efectuar una sensibilidad al plan de mínimo costo recomendado atrasando en 1 año la fecha de entrada en operación

comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo que esté programado para entrar durante el segundo semestre del año respectivo.

ii. Los escenarios a desarrollar deben considerar que Panamá es partícipe del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.

3. Sistema de Transmisión Futuro:

Debe revisarse la última actualización del Plan de Expansión de Transmisión aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

A continuación presentamos los lineamientos y criterios de la Secretaría Nacional de Energía, con respecto al Plan de Expansión de Transmisión:

3.1 Integración Energética Panamá – Colombia:

Los Presidentes de Panamá y Colombia firmaron en la ciudad de Cartagena de Indias el 1° de agosto de 2008, un acta de intención para el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica entre ambos países. Dicha acta de intención establece:

- "Concretar en el menor tiempo posible el esquema regulatorio que permita la interconexión entre Colombia y Panamá y los intercambios de energía eléctrica entre ambos países.

- El esquema deberá hacerse conforme a las legislaciones vigentes en cada país, sin tratados especiales para el tema.

- El proyecto será de conexión, a riesgo, y estará a cargo de la empresa de Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá S.A., asociación existente entre las empresas Interconexión Eléctrica S.A., ISA, de Colombia y la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., ETESA, de Panamá

- Las autoridades ambientales agilizarán la expedición de los permisos ambientales necesarios para la construcción de la infraestructura que permitirá la interconexión binacional."

En vista que actualmente se realizan los estudios técnicos, ambientales, económicos, financieros y regulatorios necesarios para desarrollar el

proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia y que de acuerdo al cronograma de ejecución del proyecto, la entrada en operación de esta interconexión está programada para el año 2014, el Plan de Expansión debe incluir los resultados de los estudios energéticos y eléctricos de este proyecto de interconexión y su impacto en los planes recomendados de generación y transmisión.

Descripción Técnica

El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión en corriente directa de aproximadamente 600 Kilómetros de longitud entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá II en Panamá, a un voltaje de 450 KV y con una capacidad de transporte de hasta 600 MW.

Los análisis eléctricos consideraron para las diferentes alternativas estudiadas, tecnologías en transmisión de energía eléctrica en alta tensión con corriente alterna (HVAC) y con corriente directa (HVDC). En corriente alterna (HVAC) se presentan problemas de estabilidad ante fallas o contingencias en cualquiera de los sistemas eléctricos de los dos países. En términos comerciales, esta tecnología no permitiría garantizar la exportación e importación de energía eléctrica en condiciones de mercado.

Debido a lo anterior y considerando además las ventajas técnicas de control de las transferencias de potencia entre los países, las asociadas a costos, rutas y manejo ambiental, se concluyó que las alternativas en tecnología de corriente directa (HVDC) son las más viable técnicamente. Con esta tecnología de transmisión en (HVDC) la interconexión Colombia - Panamá cumpliría con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, definidos por las entidades reguladoras en cada país.

Situación Actual

La empresa Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP) responsable de la ejecución del proyecto, de acuerdo con un plan de trabajo definido, continúa avanzando en la ejecución de las actividades de viabilización del proyecto.

Con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y aportes de las empresas ISA y ETESA se realizaron los estudios técnicos, económicos, financieros y regulatorios necesarios para el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia.

A la fecha se cuenta con los estudios eléctricos de detalle, los prediseños y las especificaciones básicas del proyecto. Se ha iniciado el proceso de solicitud de acceso a los sistemas de los dos países y a la red de transmisión regional. Con recursos de la misma Cooperación Técnica con el BID se ejecutará el Estudio de Impacto Ambiental y Social, para lo cual se viene realizando un trabajo previo y detallado de análisis y concertación, que permita definir el corredor de ruta más favorable para el desarrollo de la interconexión, considerando aspectos ambientales, sociales, técnicos y financieros.

La empresa ICP, con el apoyo de ISA y ETESA, trabajan en este momento en la generación de las condiciones que hagan posible la realización de la subasta de asignación de los derechos financieros de acceso a la capacidad de la interconexión.

Las autoridades regulatorias de los dos países (ASEP y CREG), han promulgado las propuestas de armonización regulatoria, las cuales han sido sometidas a un proceso de consulta pública. En el marco del proyecto SIEPAC, se analiza esta propuesta de armonización binacional para asegurar las interfaces requeridas entre la regulación Colombia-Panamá y el MER, para lograr la armonización que materialice los beneficios esperados para el mercado regional.

3.2 Proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC):

Mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, cuyo protocolo fuera suscrito en la Asamblea Legislativa el 11 de julio de 1997 se crea la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) con sede Guatemala, el Ente Operador Regional (EOR), con sede El Salvador, además de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), conformada actualmente por los seis países de América Central, ENDESA España, ISA Colombia y CFE México. El proyecto SIEPAC consiste en la construcción de 1800 kilómetros de línea de transmisión de 230 kV desde Panamá hasta Guatemala con una capacidad de intercambio de 300 MW y está programada para entrar en operación comercial por tramos en el año 2010, salvo el tramo Parrita – Palmar Norte de Costa Rica que entrará en operación en el año 2011. La oportunidad de intercambios de energía a nivel regional aumentará a partir del año 2010 y dependerá de la estructura del parque de generación a nivel

regional, de su competitividad relativa y de la capacidad de las redes de transmisión en función de la entrada en servicio de los distintos tramos.

Los análisis de los planes de expansión de generación y transmisión deben considerar el impacto de las transferencias de energía del Mercado Eléctrico Regional.

Estado de Avance del Proyecto

De acuerdo al programa de ejecución de las obras se tiene contemplado la entrada en operación de los diferentes tramos de acuerdo al cronograma siguiente:

No. Tramo	Nombre del Tramo	Fecha Término	SE Asociada	Fecha Término
1	Aguacapa - Frontera con El Salvador	19/12/2010	Aguacapa	05/02/2011
2	Guatemala Norte - Panaluya	31/05/2011	Guate Norte Panaluya	15/03/2011 15/03/2011
3	Panaluya - Frontera con Honduras	31/12/2010	Panaluya	15/03/2011
4	Frontera con Guatemala - Ahuachapán	30/11/2010	Ahuachapán	15/04/2011
5	Ahuachapán - Nejapa	28/02/2011	Ahuachapán Nejapa	15/04/2011 15/04/2011
6	Nejapa - 15 de Septiembre	28/02/2011	Nejapa 15 de Septiembre	15/04/2011 15/03/2011
7	15 de Septiembre - Frontera con Honduras	31/12/2010	15 de Septiembre	15/12/2010
8	Frontera con El Salvador - Agua Caliente	31/12/2010	Agua Caliente	31/03/2011
9	Agua Caliente - Frontera con Nicaragua	31/12/2010	Agua Caliente	31/03/2011
10	Torre 43 - San Buenaventura	31/12/2010	San Buenaventura	30/04/2011
11	Frontera con Guatemala - San Buenaventura	25/12/2010	San Buenaventura	30/04/2011
12	Frontera con Honduras – Sandino	15/09/2010	Sandino	23/05/2011
13	Sandino - Ticuantepe	31/12/2010	Sandino Ticuantepe	23/05/2011 15/01/2011
14	Ticuantepe - Frontera con Costa Rica	31/12/2010	Ticuantepe	15/01/2011
15	Frontera con Nicaragua – Cañas	31/12/2010	Cañas	23/01/2011
16	Cañas – Parrita	31/03/2011	Parrita Cañas	28/02/2011 23/01/2011
17	Parrita - Palmar Norte	31/12/2011	Parrita Palmar Norte	28/02/2011 15/12/2010
18	Palmar Norte - Río Claro	15/05/2011	Palmar Norte Río Claro	15/12/2010 12/10/2010
19	Río Claro - Frontera con Panamá	30/04/2010	Río Claro	12/10/2010
20	Frontera con Costa Rica – Veladero	15/10/2009	Veladero	01/12/2010

G. Observaciones Finales

Los aspectos del Plan de Expansión relacionados con el régimen tarifario de transmisión corresponden a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de acuerdo a la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

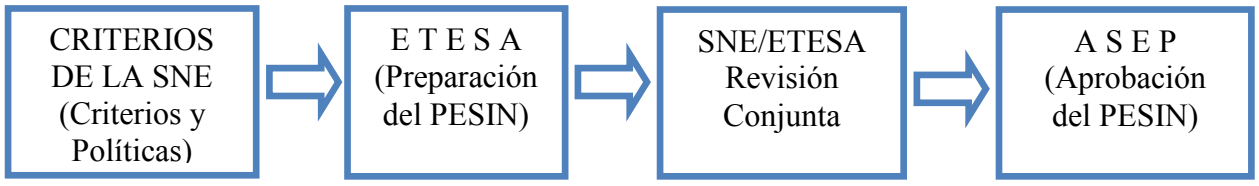
Los planes de expansión de Transmisión futuros deben tener continuidad con los anteriores que ya han sido aprobados por la ASEP y por ende, son de obligatorio cumplimiento especialmente aquellos que se muestran para los próximos cuatro años, tal como lo establece el reglamento de transmisión vigente. No obstante, estarán sujetos a su actualización.

Debe existir en todo momento un nivel de comunicación con los desarrolladores que permita tener la información más reciente de los proyectos.

La sensibilidad del plan recomendado al atraso de los proyectos muestra la robustez del mismo ante estas contingencias.

La preparación del Plan de Expansión del Sistema Integrado Nacional debe cumplir con los lineamientos del Flujograma que se detalla a continuación:

FLUJOGRAMA DEL PESIN



REFERENCIAS

- Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones.
- Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998 y 24 de 29 de marzo de 2006.
- Ley 45 de 4 de agosto de 2004.
- Resolución de Gabinete 76 de 19 de octubre de 2005 y 23 de 29 de marzo de 2006.
- Reglamento de Operación.
- Reglamento de Transmisión.
- Reglas del Mercado Mayorista.
- Ultima actualización del Plan de Expansión (aprobado por la ASEP).
- Compendio Estadístico Energético 1970 – 2009 SNE.
- Información de Agentes del Mercado.
- IEA (International Energy Agency) – Energy Outlook.
- Acuerdos del Grupo Director del Proyecto SIEPAC.
- Memorando de Entendimiento para los Estudios de Factibilidad de la Integración Energética entre la República de Panamá y la República de Colombia, abril de 2003.
- Memorando de Entendimiento para el Estudio de Factibilidad de la Integración Gasífera entre la República de Colombia y la República de Panamá, 1 de noviembre de 2004.
- Informes de Reuniones del Grupo Técnico para la Interconexión Colombia - Panamá
- Boletín de Precios (Carbón), Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia.
- Listado de trámite de concesiones y licencias para generación eléctrica.
- Acta de Intención de los Presidentes de la República de Panamá y de la República de Colombia de 1° de agosto de 2008.
- Publicación Platts, GAS DAILY 2010.

ANEXO I-8 – CORTO PLAZO

RESULTADOS DE
ANALISIS DE FLUJOS DE POTENCIA
ESTABILIDAD TRANSITORIA
CORTOCIRCUITO

RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA

ÍNDICE

1. Año 2011

1.1 Demanda Máxima de Invierno
1.1.1. Contingencia Mata de Nance - Concepción
1.1.2. Contingencia Guasquitas – Veladero
1.1.3. Contingencia Llano Sánchez – Panamá II
1.2 Demanda Mínima de Invierno
1.3 Demanda Máxima de Verano
1.4 Demanda Mínima de Verano

2. Año 2012

2.1 Demanda Máxima de Invierno
2.1.1. Contingencia Mata de Nance - Veladero
2.1.2. Contingencia Llano Sánchez – Panamá II
2.1.3. Contingencia Panamá – Panamá II
2.2 Demanda Mínima de Invierno
2.3 Demanda Máxima de Verano
2.4 Demanda Mínima de Verano

3. Año 2013

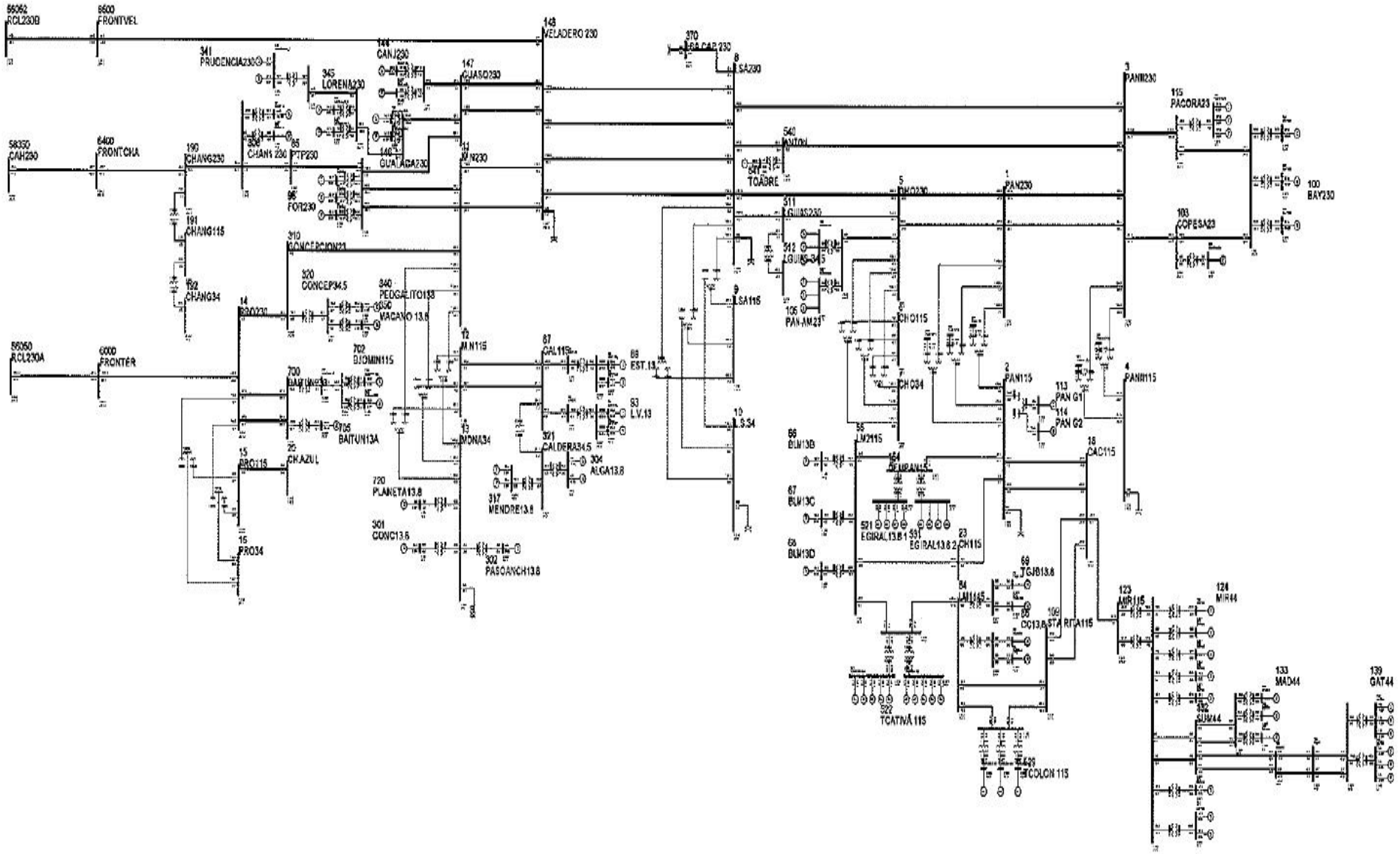
3.1 Demanda Máxima de Invierno
3.1.1. Contingencia Panamá – Panamá II
3.1.2. Contingencia Llano Sánchez – Panamá II
3.1.3. Contingencia Llano Sánchez – Barro Blanco
3.2 Demanda Mínima de Invierno
3.3 Demanda Máxima de Verano
3.4 Demanda Mínima de Verano

4. Año 2014

4.1 Demanda Máxima de Invierno
4.1.1. Contingencia Mata de Nance - Concepción
4.1.2. Contingencia Llano Sánchez – Panamá II
4.1.3. Contingencia Veladero – Llano Sánchez
4.2 Demanda Mínima de Invierno
4.3 Demanda Máxima de Verano
4.4 Demanda Mínima de Verano

1. Año 2011

1.1 Demanda Máxima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 11:05
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	1.0040	230.91	3	PANII230	230.00	6	1.0089	232.05
5	CHO230	230.00	6	1.0025	230.58	8	LSA230	230.00	6	1.0085	231.96
11	M.N230	230.00	6	1.0077	231.76	14	PRO230	230.00	6	1.0140	233.23
85	PTP230	230.00	6	1.0066	231.53	96	FOR230	230.00	6	1.0059	231.35
100	BAY230	230.00	6	1.0366	238.41	103	COPESA23	230.00	6	1.0135	233.11
105	PAN-AM23	230.00	6	1.0025	230.58	115	PACORA23	230.00	6	1.0188	234.33
144	CANJ230	230.00	6	1.0037	230.86	146	GUALACA230	230.00	6	1.0074	231.71
147	GUASQ230	230.00	6	1.0037	230.86	148	VELADERO 230	230.00	6	1.0106	232.45
190	CHANG230	230.00	6	1.0107	232.46	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0085	231.95
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0124	232.84	341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0130	232.98
345	LORENA230	230.00	6	1.0109	232.51	370	LSA CAP 230	230.00	6	1.0085	231.96
511	LGUIAS230	230.00	6	1.0044	231.02	540	ANTON	230.00	6	1.0242	235.57
700	BAITUN230	230.00	6	1.0129	232.96	6000	FRONTER	230.00	6	1.0154	233.55
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0126	232.91	6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0205	234.72

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 11:05
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0052	115.59	4	PANII115	115.00	6	1.0111	116.28
6	CHO115	115.00	6	1.0033	115.37	9	LSA115	115.00	6	1.0556	121.40
12	M.N115	115.00	6	1.0005	115.05	15	PRO115	115.00	6	1.0159	116.83
18	CAC115	115.00	6	1.0050	115.57	19	C.V115	115.00	6	1.0016	115.18
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0166	116.91	23	CH115	115.00	6	1.0091	116.05
33	STM115	115.00	6	1.0034	115.39	48	TINAJ115	115.00	6	1.0030	115.34
50	M.O115	115.00	6	1.0031	115.35	52	TOC115	115.00	6	1.0086	115.99
54	LM1115	115.00	6	1.0335	118.86	55	LM2115	115.00	6	1.0345	118.97
61	FFIELD	115.00	6	1.0306	118.52	87	CAL115	115.00	6	1.0126	116.45
88	EST115	115.00	6	1.0156	116.79	92	L.V115	115.00	6	1.0138	116.59
109	STA RITA115	115.00	6	1.0305	118.51	123	MIR115	115.00	7	1.0110	116.27
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0284	118.27	191	CHANG115	115.00	6	1.0065	115.75

```
    522 TCATIVÁ 115 115.00    6 1.0343 118.95       529 TCOLON 115  115.00    6 1.0320 118.68


 BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

   BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
     21 C.BAN115    115.00    6 0.9965 114.60        26 LOC115      115.00    6 0.9974 114.71
     30 MAR115      115.00    6 0.9962 114.57        37 SAN115      115.00    6 0.9957 114.51
    701 BAITUN115   115.00    6 0.9900 113.85       702 BJOMIN115   115.00    6 0.9922 114.10

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  11:41
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

 AREA 6 [PANAMA      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
     66 BLM13B      13.800 V2    38.0     8.3    25.0     0.0 1.0000    38.9  0.9772    47.0                        62
6
     67 BLM13C      13.800 V3    38.0     8.3    25.0     0.0 1.0000    38.9  0.9772    47.0                        62
6
     68 BLM13D      13.800 V4    38.0     8.5    25.0     0.0 1.0000    38.9  0.9758    47.0                        62
6
     90 EST-13L     13.800 E1    22.0     4.7    12.0    -5.0 0.9800    22.9  0.9784    27.0                        64
6
     91 EST-13T     13.800 E2    22.0     4.7    12.0    -5.0 0.9800    22.9  0.9784    27.0                        64
6
     94 LV-13.8L    13.800 L1    25.0     5.4    12.0    -5.0 0.9800    26.1  0.9773    27.0                        64
6
     95 LV-13.8T    13.800 L2    25.0     5.4    12.0    -5.0 0.9800    26.1  0.9773    27.0                        64
6
     97 FOR13A      13.800 F1    82.0   -10.5    50.0   -50.0 0.9900    83.5  0.9918   111.0                        64
6
     98 FOR13B      13.800 F2    82.0   -10.5    50.0   -50.0 0.9900    83.5  0.9918   111.0                        64
6
     99 FOR13C      13.800 F3    82.0   -10.5    50.0   -50.0 0.9900    83.5  0.9918   111.0                        64
6
    101 BAY13A      13.800 B1    52.0    19.8    50.0   -25.0 1.0100    55.1  0.9348    96.0                        61
6  SYST
    102 BAY13B      13.800 B2    52.0    19.8    50.0   -25.0 1.0100    55.1  0.9348    96.0                        61
6
    108 BAY13C      13.800 B3    52.0    19.8    50.0   -25.0 1.0100    55.1  0.9348   100.0                        61
6
    116 PACORA13    13.800 P1    17.5     3.9     8.8     0.0 1.0300    17.4  0.9763    21.7                        61
6
```

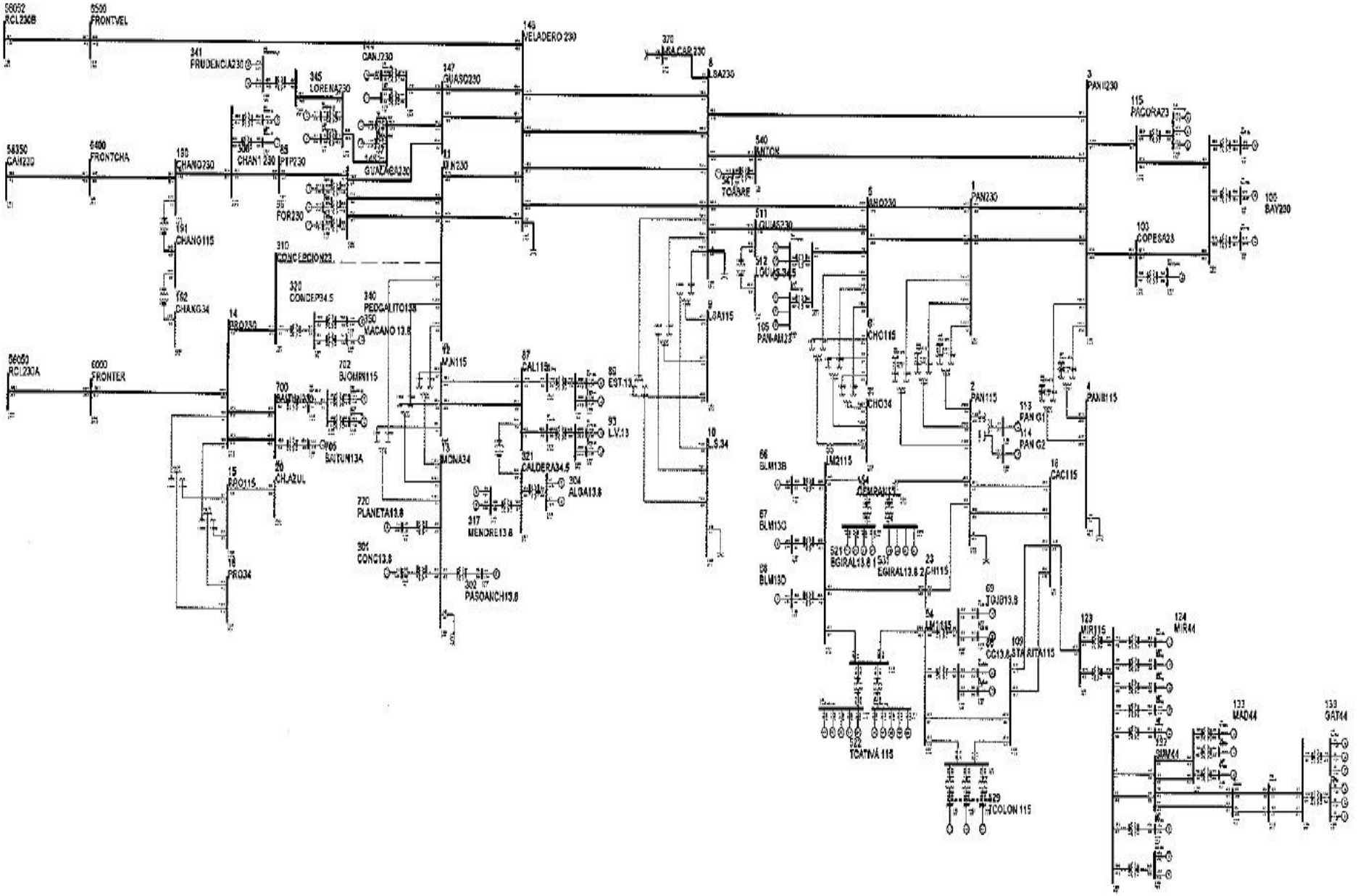
```
   116 PACORA13    13.800 P2    17.5     3.9     8.8     0.0 1.0300    17.4  0.9763    21.7                    61
6
   116 PACORA13    13.800 P3    17.5     3.9     8.8     0.0 1.0300    17.4  0.9763    21.7                    61
6
   142 CANJ13A     13.800 C1    57.0    14.8    29.0   -29.0 0.9800    60.1  0.9677    69.0                    64
6
   150 GUALACA 13-213.800 G2    14.1    -6.3     7.4    -7.4 0.9800    15.7  0.9122    14.8                    64
6
   151 GUALACA13.8 13.800 G1    14.1    -6.3     7.4    -7.4 0.9800    15.7  0.9122    14.8                    64
6
   301 CONC13.8    13.800 G1     8.9     5.0     5.0    -5.0 0.9628    10.6  0.8716    13.5                    64
6
   302 PASOANCH13.813.800 P1     4.6     2.0     2.0    -2.0 0.9610     5.2  0.9180     6.2                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A1     4.7    -2.3     2.3    -2.3 1.0724     4.9  0.9019     5.7                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A2     4.7    -2.3     2.3    -2.3 1.0724     4.9  0.9019     5.7                    64
6
   307 CHAN1 A     13.800 G1    60.0   -15.7    50.0   -50.0 0.9900    62.7  0.9673   118.6                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.4     0.0     0.0     0.0 1.0745     8.8  1.0000    35.3                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M2     9.4     0.0     0.0     0.0 1.0745     8.8  1.0000    35.3                    64
6
   340 PEDGALITO13813.800 P1    15.0     6.3    12.0    -5.0 0.9800    16.6  0.9229    27.0                    64
6
   342 LORENA13.8  13.800 L1    11.3    -5.0    10.5    -5.0 0.9953    12.4  0.9138    19.9                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    21.8    -8.0     9.8    -9.8 0.9800    23.7  0.9389    33.0                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G2    21.8    -8.0     9.8    -9.8 0.9800    23.7  0.9389    33.0                    64
6
   346 LORENA 13-2 13.800 L2    11.3    -5.0    10.5    -5.0 0.9953    12.4  0.9138    19.9                    64
6
   350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0650     3.0  0.9514     6.2                    64
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G1     3.6     1.7     2.8     1.3 1.0100     4.0  0.8990     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G2     3.6     1.7     2.8     1.3 1.0100     4.0  0.8990     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G3     3.6     1.7     2.8     1.3 1.0100     4.0  0.8990     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G4     3.6     1.7     2.8     1.3 1.0100     4.0  0.8990     4.8                    63
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G1     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.2  0.8802    10.9                    62
6
```

```
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.2  0.8802    10.9                        62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.2  0.8802    10.9                        62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.2  0.8802    10.9                        62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G5     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.2  0.8802    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G0     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.2  0.8802    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.2  0.8802    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.2  0.8802    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.2  0.8802    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G9     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.2  0.8802    10.9                        62
6
    541 TOABRE      0.6000 1     25.0     0.0     0.0     0.0 1.0253    24.4  1.0000    88.9                        64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    26.6     2.2    13.0   -13.0 0.9900    27.0  0.9966    30.5                        64
6
    704 BJOMIN13B   13.800 G2    26.6     2.2    13.0   -13.0 0.9900    27.0  0.9966    30.5                        64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    40.9    -8.1    26.6   -26.6 0.9900    42.1  0.9810    50.6                        64
6
    706 BAITUN13B   13.800 G2    40.9    -8.1    26.6   -26.6 0.9900    42.1  0.9810    50.6                        64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     3.6     2.0     2.0    -2.0 0.9610     4.3  0.8730     6.2                        64
6
 SUBSYSTEM TOTALS              1194.1    94.4   766.6  -527.6                      1783.2

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  11:41
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    15.9     0.0    15.0     0.0 1.0027    15.9  1.0000    44.1                        65
7  AREA
    130 MIR13F      13.800 G5    17.1     0.0     8.0     0.0 1.0209    16.8  1.0000    27.7                        65
7
```

```
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.9    -1.2     2.0    -2.0 1.0000     2.3  0.8484     4.1                       65
7
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.9    -1.2     2.0    -2.0 1.0000     2.3  0.8484     4.1                       65
7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.9    -1.2     2.0    -2.0 1.0000     2.3  0.8484     4.1                       65
7
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.9    -2.0     3.0    -3.0 1.0000     4.3  0.8917     5.6                       65
7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.9    -2.0     3.0    -3.0 1.0000     4.3  0.8917     6.2                       65
7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.9    -2.0     3.0    -3.0 1.0000     4.3  0.8917     6.2                       65
7
    170 MIR13G      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0352    17.7  0.9281    23.0                       65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0442    17.5  0.9281    23.0                       65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0442    17.5  0.9281    23.0                       65
7
 SUBSYSTEM TOTALS              101.4    10.9    71.5     5.5                           171.3

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  11:05
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                                 AREA TOTALS
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO                                 IN MW/MVAR

                 FROM      TO    TO BUS  TO LINE     FROM      TO           DESIRED
 X-- AREA --X GENERATION  LOAD    SHUNT    SHUNT CHARGING  NET INT   LOSSES  NET INT

    1          1271.8   1330.8      0.0      0.0      0.0   -100.0     41.0   -100.0
 GUATEMAL       190.5    275.1   -198.9      0.0    278.0     18.9    373.6

    2           870.1    855.0      0.0      0.0      0.0      0.0     15.2      0.0
 SALVADOR        78.0    224.2    -70.7      0.0    228.7    -28.6    181.9

    3          1237.5   1203.0      0.0      0.0      0.0     -0.1     34.5      0.0
 HONDURAS       467.7    321.1    -47.2      0.0    293.5     52.7    434.7

    4           532.5    525.2      0.0      0.0      0.0     -0.2      7.5      0.0
 NICARAGU        38.3    207.6    -57.6      0.0    181.8    -48.2    118.3

    5          1297.1   1280.2      0.0      0.0      0.0     -0.3     17.3      0.0
 COSTA RI       213.1    520.4   -230.2      0.0    417.1     43.5    296.6

    6          1194.1   1112.7      0.0      0.0      0.0     39.6     41.7     40.0
 PANAMA          94.4    225.9    -64.4      0.0    474.0    -30.8    437.7
```

7	101.4	39.9	0.0	0.0	0.0	61.0	0.5	60.0
ACANAL	10.9	8.1	0.0	0.0	0.0	-7.4	10.3	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6504.6	6346.8	0.0	0.0	0.0	0.0	157.8	0.0
	1093.0	1782.3	-669.0	0.0	1873.2	0.0	1852.9	

1.1.1. Contingencia Mata de Nance - Concepción



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 11:14
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT MDN-CONC

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	1.0024	230.55	3	PANII230	230.00	6	1.0074	231.71
5	CHO230	230.00	6	1.0006	230.14	8	LSA230	230.00	6	1.0056	231.29
11	M.N230	230.00	6	1.0021	230.47	14	PRO230	230.00	6	1.0186	234.28
85	PTP230	230.00	6	1.0071	231.64	96	FOR230	230.00	6	1.0023	230.53
100	BAY230	230.00	6	1.0357	238.21	103	COPESA23	230.00	6	1.0121	232.78
105	PAN-AM23	230.00	6	1.0006	230.14	115	PACORA23	230.00	6	1.0176	234.04
144	CANJ230	230.00	6	1.0007	230.15	146	GUALACA230	230.00	6	1.0045	231.02
147	GUASQ230	230.00	6	1.0007	230.15	148	VELADERO 230	230.00	6	1.0072	231.66
190	CHANG230	230.00	6	1.0123	232.82	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0100	232.31
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0206	234.74	341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0101	232.33
345	LORENA230	230.00	6	1.0080	231.85	370	LSA CAP 230	230.00	6	1.0056	231.29
511	LGUIAS230	230.00	6	1.0019	230.44	540	ANTON	230.00	6	1.0220	235.05
700	BAITUN230	230.00	6	1.0170	233.90	6000	FRONTER	230.00	6	1.0191	234.40
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0142	233.27	6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0210	234.83

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 11:14
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT MDN-CONC

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0038	115.44	4	PANII115	115.00	6	1.0096	116.11
6	CHO115	115.00	6	1.0014	115.16	9	LSA115	115.00	6	1.0525	121.04
15	PRO115	115.00	6	1.0204	117.35	18	CAC115	115.00	6	1.0036	115.42
19	C.V115	115.00	6	1.0001	115.02	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0212	117.44
23	CH115	115.00	6	1.0081	115.93	33	STM115	115.00	6	1.0020	115.24
48	TINAJ115	115.00	6	1.0016	115.18	50	M.O115	115.00	6	1.0017	115.20
52	TOC115	115.00	6	1.0071	115.81	54	LM1115	115.00	6	1.0329	118.79
55	LM2115	115.00	6	1.0339	118.90	61	FFIELD	115.00	6	1.0300	118.45
87	CAL115	115.00	6	1.0104	116.19	88	EST115	115.00	6	1.0136	116.56
92	L.V115	115.00	6	1.0117	116.34	109	STA RITA115	115.00	6	1.0298	118.43
123	MIR115	115.00	7	1.0097	116.12	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0277	118.18
191	CHANG115	115.00	6	1.0081	115.93	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0337	118.88

```
    529 TCOLON 115  115.00    6 1.0314 118.61


 BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

   BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
     12 M.N115      115.00    6 0.9972 114.67        21 C.BAN115    115.00    6 0.9952 114.44
     26 LOC115      115.00    6 0.9961 114.55        30 MAR115      115.00    6 0.9949 114.41
     37 SAN115      115.00    6 0.9943 114.35       701 BAITUN115   115.00    6 0.9926 114.15
    702 BJOMIN115   115.00    6 0.9945 114.37

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  11:14
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT MDN-CONC

 AREA 6 [PANAMA      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
     66 BLM13B      13.800 V2    38.0     8.5    25.0     0.0 1.0000    38.9  0.9758    47.0                         62
6
     67 BLM13C      13.800 V3    38.0     8.5    25.0     0.0 1.0000    38.9  0.9758    47.0                         62
6
     68 BLM13D      13.800 V4    38.0     8.8    25.0     0.0 1.0000    39.0  0.9743    47.0                         62
6
     90 EST-13L     13.800 E1    22.0     5.2    12.0    -5.0 0.9800    23.1  0.9730    27.0                         64
6
     91 EST-13T     13.800 E2    22.0     5.2    12.0    -5.0 0.9800    23.1  0.9730    27.0                         64
6
     94 LV-13.8L    13.800 L1    25.0     6.0    12.0    -5.0 0.9800    26.2  0.9721    27.0                         64
6
     95 LV-13.8T    13.800 L2    25.0     6.0    12.0    -5.0 0.9800    26.2  0.9721    27.0                         64
6
     97 FOR13A      13.800 F1    82.0    -7.3    50.0   -50.0 0.9900    83.2  0.9960   111.0                         64
6
     98 FOR13B      13.800 F2    82.0    -7.3    50.0   -50.0 0.9900    83.2  0.9960   111.0                         64
6
     99 FOR13C      13.800 F3    82.0    -7.3    50.0   -50.0 0.9900    83.2  0.9960   111.0                         64
6
    101 BAY13A      13.800 B1    52.0    20.4    50.0   -25.0 1.0100    55.3  0.9310    96.0                         61
6
    102 BAY13B      13.800 B2    52.0    20.4    50.0   -25.0 1.0100    55.3  0.9309    96.0                         61
6
    108 BAY13C      13.800 B3    52.0    20.4    50.0   -25.0 1.0100    55.3  0.9309   100.0                         61
6
    116 PACORA13    13.800 P1    17.5     4.1     8.8     0.0 1.0300    17.4  0.9735    21.7                         61
6
    116 PACORA13    13.800 P2    17.5     4.1     8.8     0.0 1.0300    17.4  0.9735    21.7                         61
6
```

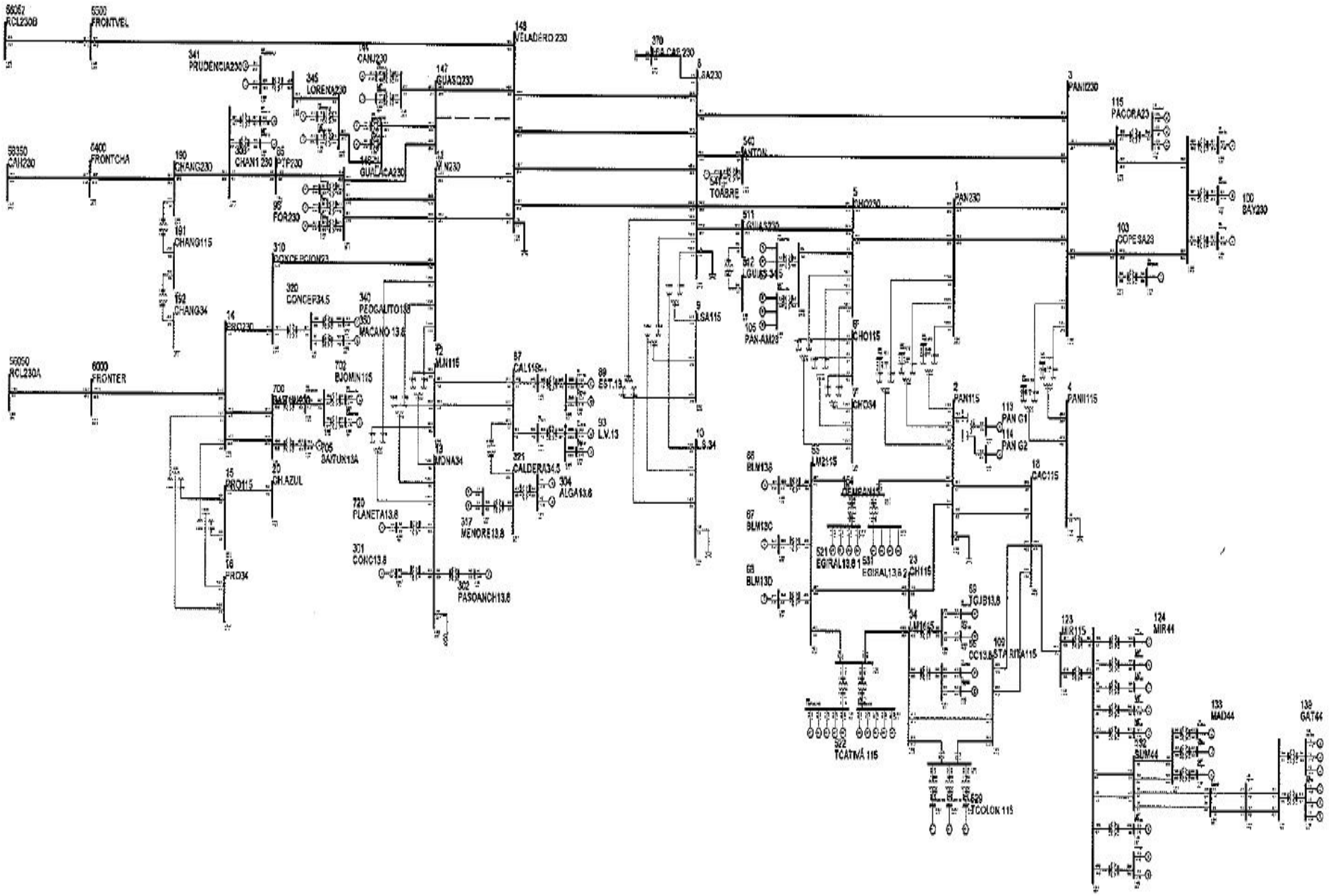
```
   116 PACORA13    13.800 P3    17.5     4.1     8.8     0.0 1.0300    17.4  0.9735    21.7                    61
6
   142 CANJ13A     13.800 C1    57.0    15.4    29.0   -29.0 0.9800    60.2  0.9656    69.0                    64
6
   150 GUALACA 13-213.800 G2    14.1    -5.6     7.4    -7.4 0.9800    15.4  0.9293    14.8                    64
6
   151 GUALACA13.8 13.800 G1    14.1    -5.6     7.4    -7.4 0.9800    15.4  0.9293    14.8                    64
6
   301 CONC13.8    13.800 G1     8.9     5.0     5.0    -5.0 0.9574    10.7  0.8716    13.5                    64
6
   302 PASOANCH13.813.800 P1     4.6     2.0     2.0    -2.0 0.9555     5.3  0.9180     6.2                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A1     4.7    -2.3     2.3    -2.3 1.0700     4.9  0.9019     5.7                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A2     4.7    -2.3     2.3    -2.3 1.0700     4.9  0.9019     5.7                    64
6
   307 CHAN1 A     13.800 G1    60.0   -17.2    50.0   -50.0 0.9900    63.1  0.9612   118.6                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.4     0.0     0.0     0.0 1.0720     8.8  1.0000    35.3                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M2     9.4     0.0     0.0     0.0 1.0720     8.8  1.0000    35.3                    64
6
   340 PEDGALITO13813.800 P1    15.0     4.4    12.0    -5.0 0.9800    15.9  0.9604    27.0                    64
6
   342 LORENA13.8  13.800 L1    11.3    -5.0    10.5    -5.0 0.9923    12.4  0.9138    19.9                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    21.8    -7.2     9.8    -9.8 0.9800    23.5  0.9492    33.0                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G2    21.8    -7.2     9.8    -9.8 0.9800    23.5  0.9492    33.0                    64
6
   346 LORENA 13-2 13.800 L2    11.3    -5.0    10.5    -5.0 0.9923    12.4  0.9138    19.9                    64
6
   350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0695     3.0  0.9514     6.2                    64
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G1     3.6     1.8     2.8     1.3 1.0100     4.0  0.8952     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G2     3.6     1.8     2.8     1.3 1.0100     4.0  0.8952     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G3     3.6     1.8     2.8     1.3 1.0100     4.0  0.8952     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G4     3.6     1.8     2.8     1.3 1.0100     4.0  0.8952     4.8                    63
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G1     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8770    10.9                    62
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8770    10.9                    62
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8770    10.9                    62
6
```

```
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8770    10.9                          62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G5     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8770    10.9                          62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G0     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8770    10.9                          62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8770    10.9                          62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8770    10.9                          62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8770    10.9                          62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G9     8.3     4.5     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8770    10.9                          62
6
    541 TOABRE      0.6000 1     25.0     0.0     0.0     0.0 1.0230    24.4  1.0000    88.9                          64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    26.6     1.8    13.0   -13.0 0.9900    26.9  0.9976    30.5                          64
6
    704 BJOMIN13B   13.800 G2    26.6     1.8    13.0   -13.0 0.9900    26.9  0.9976    30.5                          64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    40.9    -9.9    26.6   -26.6 0.9900    42.5  0.9721    50.6                          64
6
    706 BAITUN13B   13.800 G2    40.9    -9.9    26.6   -26.6 0.9900    42.5  0.9721    50.6                          64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     3.6     2.0     2.0    -2.0 0.9555     4.3  0.8730     6.2                          64
6
 SUBSYSTEM TOTALS             1194.3   106.6   766.6  -527.6                       1783.2

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  11:14
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT MDN-CONC

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    15.9     0.0    15.0     0.0 1.0015    15.9  1.0000    44.1                          65
7  AREA
    130 MIR13F      13.800 G5    17.1     0.0     8.0     0.0 1.0198    16.8  1.0000    27.7                          65
7
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.9    -1.2     2.0    -2.0 1.0000     2.3  0.8538     4.1                          65
7
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.9    -1.2     2.0    -2.0 1.0000     2.3  0.8538     4.1                          65
7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.9    -1.2     2.0    -2.0 1.0000     2.3  0.8538     4.1                          65
7
```

```
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.9    -1.9     3.0    -3.0 1.0000     4.3  0.8943     5.6                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.9    -1.9     3.0    -3.0 1.0000     4.3  0.8943     6.2                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.9    -1.9     3.0    -3.0 1.0000     4.3  0.8943     6.2                      65
7
    170 MIR13G      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0341    17.7  0.9281    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0431    17.6  0.9281    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0431    17.6  0.9281    23.0                      65
7
 SUBSYSTEM TOTALS              101.4    11.1    71.5     5.5                            171.3

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  11:20
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                                AREA TOTALS
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT MDN-CONC                  IN MW/MVAR

                 FROM      TO    TO BUS  TO LINE     FROM      TO            DESIRED
 X-- AREA --X GENERATION  LOAD     SHUNT    SHUNT CHARGING  NET INT   LOSSES  NET INT

    1          1272.0   1330.8      0.0      0.0      0.0    -99.8     41.0   -100.0
 GUATEMAL       190.5    275.1   -198.9      0.0    278.0     18.8    373.6

    2           870.2    855.0      0.0      0.0      0.0      0.0     15.2      0.0
 SALVADOR        78.0    224.2    -70.7      0.0    228.7    -28.6    181.8

    3          1237.5   1203.0      0.0      0.0      0.0      0.0     34.5      0.0
 HONDURAS       467.7    321.1    -47.2      0.0    293.5     52.7    434.6

    4           532.5    525.2      0.0      0.0      0.0     -0.2      7.5      0.0
 NICARAGU        38.2    207.6    -57.6      0.0    181.8    -48.2    118.2

    5          1297.2   1280.2      0.0      0.0      0.0     -0.3     17.4      0.0
 COSTA RI       211.4    520.4   -230.3      0.0    417.4     41.8    296.8

    6          1194.3   1112.7      0.0      0.0      0.0     39.3     42.3     40.0
 PANAMA         106.6    225.9    -64.4      0.0    467.4    -29.2    441.7

    7           101.4     39.9      0.0      0.0      0.0     61.0      0.5     60.0
 ACANAL          11.1      8.1      0.0      0.0      0.0     -7.3     10.3

   10            0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
 MEXICO          0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0

 TOTALS        6505.1   6346.8      0.0      0.0      0.0      0.0    158.4      0.0
```

1103.5	1782.3	-669.1	0.0	1866.8	0.0	1857.1

1.1.2. Contingencia Guasquitas – Veladero



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 11:48
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT GUAS-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	1.0002	230.05	3	PANII230	230.00	6	1.0053	231.22
8	LSA230	230.00	6	1.0014	230.33	11	M.N230	230.00	6	1.0016	230.38
14	PRO230	230.00	6	1.0097	232.22	85	PTP230	230.00	6	1.0032	230.73
96	FOR230	230.00	6	1.0013	230.30	100	BAY230	230.00	6	1.0345	237.93
103	COPESA23	230.00	6	1.0101	232.33	115	PACORA23	230.00	6	1.0158	233.64
146	GUALACA230	230.00	6	1.0012	230.28	148	VELADERO 230	230.00	6	1.0023	230.53
190	CHANG230	230.00	6	1.0077	231.77	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0053	231.23
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0073	231.69	341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0070	231.62
345	LORENA230	230.00	6	1.0049	231.12	370	LSA CAP 230	230.00	6	1.0014	230.33
540	ANTON	230.00	6	1.0187	234.31	700	BAITUN230	230.00	6	1.0090	232.06
6000	FRONTER	230.00	6	1.0109	232.52	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0098	232.25
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0150	233.46						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
5	CHO230	230.00	6	0.9979	229.52	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9979	229.52
144	CANJ230	230.00	6	0.9973	229.38	147	GUASQ230	230.00	6	0.9973	229.38
511	LGUIAS230	230.00	6	0.9983	229.61						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 11:48
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT GUAS-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0019	115.22	4	PANII115	115.00	6	1.0076	115.87
9	LSA115	115.00	6	1.0480	120.53	15	PRO115	115.00	6	1.0115	116.32
18	CAC115	115.00	6	1.0017	115.20	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0122	116.41
23	CH115	115.00	6	1.0066	115.76	33	STM115	115.00	6	1.0001	115.02
52	TOC115	115.00	6	1.0050	115.57	54	LM1115	115.00	6	1.0321	118.69
55	LM2115	115.00	6	1.0331	118.80	61	FFIELD	115.00	6	1.0291	118.35
87	CAL115	115.00	6	1.0102	116.17	88	EST115	115.00	6	1.0134	116.55
92	L.V115	115.00	6	1.0115	116.32	109	STA RITA115	115.00	6	1.0289	118.32
123	MIR115	115.00	7	1.0079	115.91	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0266	118.06
191	CHANG115	115.00	6	1.0035	115.40	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0329	118.78
529	TCOLON 115	115.00	6	1.0305	118.50						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6	CHO115	115.00	6	0.9987	114.85	12	M.N115	115.00	6	0.9969	114.64
19	C.V115	115.00	6	0.9981	114.78	21	C.BAN115	115.00	6	0.9932	114.22
26	LOC115	115.00	6	0.9941	114.33	30	MAR115	115.00	6	0.9929	114.19
37	SAN115	115.00	6	0.9924	114.12	48	TINAJ115	115.00	6	0.9997	114.96
50	M.O115	115.00	6	0.9998	114.98	701	BAITUN115	115.00	6	0.9875	113.56
702	BJOMIN115	115.00	6	0.9899	113.83						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 11:48
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT GUAS-VEL

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE
AREA SWING														
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	8.9	25.0	0.0	1.0000	39.0	0.9737	47.0			62
6														
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	8.9	25.0	0.0	1.0000	39.0	0.9737	47.0			62
6														
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	9.2	25.0	0.0	1.0000	39.1	0.9720	47.0			62
6														
90	EST-13L	13.800	E1	22.0	5.3	12.0	-5.0	0.9800	23.1	0.9725	27.0			64
6														
91	EST-13T	13.800	E2	22.0	5.3	12.0	-5.0	0.9800	23.1	0.9725	27.0			64
6														
94	LV-13.8L	13.800	L1	25.0	6.1	12.0	-5.0	0.9800	26.3	0.9717	27.0			64
6														
95	LV-13.8T	13.800	L2	25.0	6.1	12.0	-5.0	0.9800	26.3	0.9717	27.0			64
6														
97	FOR13A	13.800	F1	82.1	-6.4	50.0	-50.0	0.9900	83.2	0.9970	111.0			64
6														
98	FOR13B	13.800	F2	82.1	-6.4	50.0	-50.0	0.9900	83.2	0.9970	111.0			64
6														
99	FOR13C	13.800	F3	82.1	-6.4	50.0	-50.0	0.9900	83.2	0.9970	111.0			64
6														
101	BAY13A	13.800	B1	52.1	21.3	50.0	-25.0	1.0100	55.7	0.9254	96.0			61
6														
102	BAY13B	13.800	B2	52.1	21.3	50.0	-25.0	1.0100	55.7	0.9253	96.0			61
6														
108	BAY13C	13.800	B3	52.1	21.3	50.0	-25.0	1.0100	55.7	0.9253	100.0			61
6														
116	PACORA13	13.800	P1	17.5	4.4	8.8	0.0	1.0300	17.5	0.9694	21.7			61
6														
116	PACORA13	13.800	P2	17.5	4.4	8.8	0.0	1.0300	17.5	0.9694	21.7			61
6														

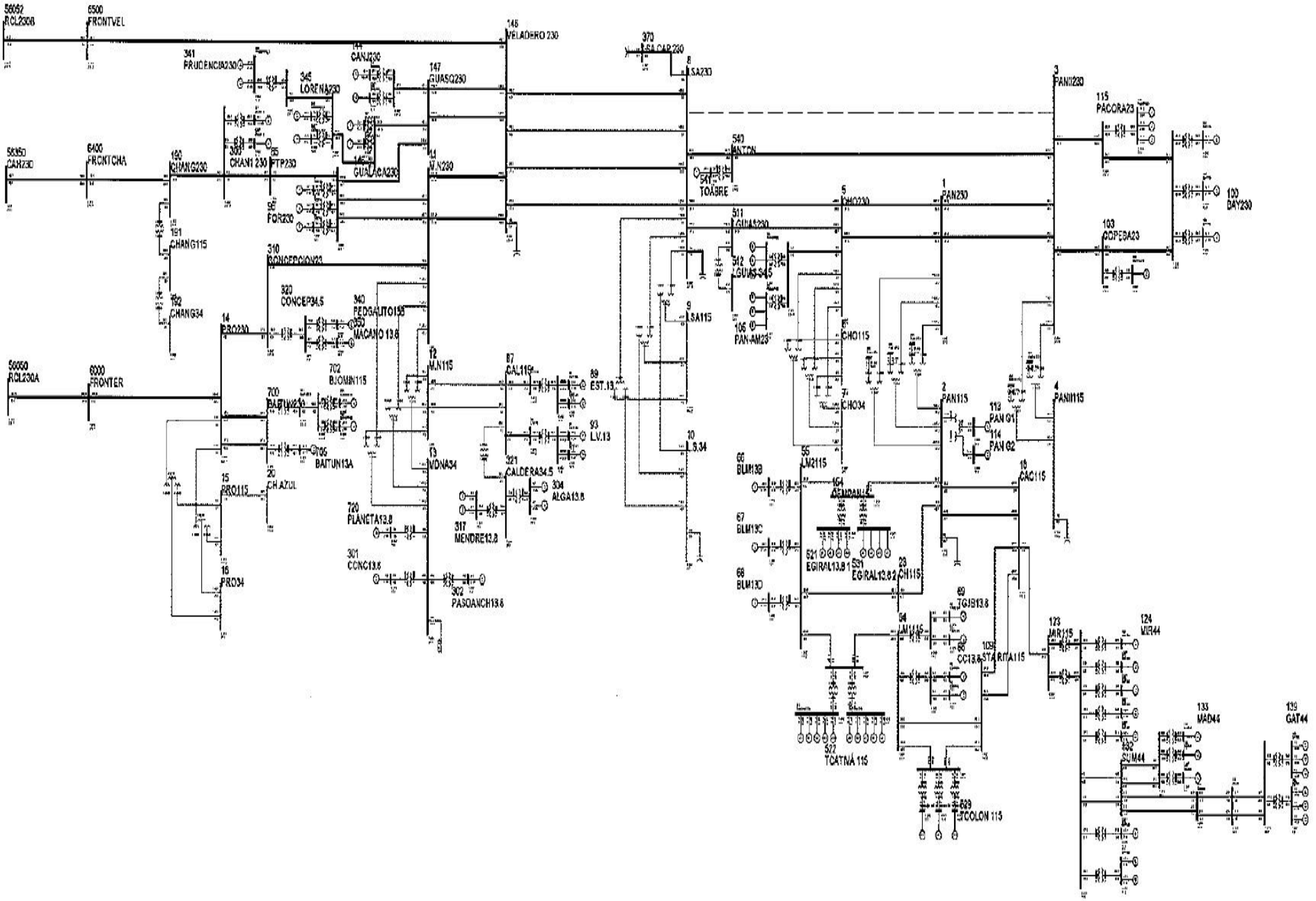
```
   116 PACORA13    13.800 P3    17.5     4.4     8.8     0.0 1.0300    17.5  0.9694    21.7                    61
6
   142 CANJ13A     13.800 C1    57.1    15.9    29.0   -29.0 0.9800    60.4  0.9632    69.0                    64
6
   150 GUALACA 13-213.800 G2    14.1    -4.8     7.4    -7.4 0.9800    15.2  0.9465    14.8                    64
6
   151 GUALACA13.8 13.800 G1    14.1    -4.8     7.4    -7.4 0.9800    15.2  0.9465    14.8                    64
6
   301 CONC13.8    13.800 G1     8.9     5.0     5.0    -5.0 0.9570    10.7  0.8718    13.5                    64
6
   302 PASOANCH13.813.800 P1     4.6     2.0     2.0    -2.0 0.9551     5.3  0.9182     6.2                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A1     4.7    -2.3     2.3    -2.3 1.0698     4.9  0.9019     5.7                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A2     4.7    -2.3     2.3    -2.3 1.0698     4.9  0.9019     5.7                    64
6
   307 CHAN1 A     13.800 G1    60.1   -12.7    50.0   -50.0 0.9900    62.0  0.9783   118.6                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.4     0.0     0.0     0.0 1.0718     8.8  1.0000    35.3                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M2     9.4     0.0     0.0     0.0 1.0718     8.8  1.0000    35.3                    64
6
   340 PEDGALITO13813.800 P1    15.0     7.4    12.0    -5.0 0.9800    17.1  0.8965    27.0                    64
6
   342 LORENA13.8  13.800 L1    11.3    -5.0    10.5    -5.0 0.9891    12.5  0.9140    19.9                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    21.9    -6.4     9.8    -9.8 0.9800    23.2  0.9597    33.0                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G2    21.9    -6.4     9.8    -9.8 0.9800    23.2  0.9597    33.0                    64
6
   346 LORENA 13-2 13.800 L2    11.3    -5.0    10.5    -5.0 0.9891    12.5  0.9140    19.9                    64
6
   350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0622     3.1  0.9516     6.2                    64
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G1     3.6     1.8     2.8     1.3 1.0100     4.0  0.8898     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G2     3.6     1.8     2.8     1.3 1.0100     4.0  0.8898     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G3     3.6     1.8     2.8     1.3 1.0100     4.0  0.8898     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G4     3.6     1.8     2.8     1.3 1.0100     4.0  0.8898     4.8                    63
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G1     8.3     4.6     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8724    10.9                    62
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.3     4.6     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8724    10.9                    62
6
```

```
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.3     4.6     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8724    10.9                        62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.3     4.6     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8724    10.9                        62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G5     8.3     4.6     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8724    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G0     8.3     4.6     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8724    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.3     4.6     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8724    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.3     4.6     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8724    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.3     4.6     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8724    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G9     8.3     4.6     6.6    -6.6 1.0181     9.3  0.8724    10.9                        62
6
    541 TOABRE      0.6000 1     25.0     0.0     0.0     0.0 1.0198    24.6  1.0000    88.9                        64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    26.6     2.5    13.0   -13.0 0.9900    27.0  0.9955    30.5                        64
6
    704 BJOMIN13B   13.800 G2    26.6     2.5    13.0   -13.0 0.9900    27.0  0.9955    30.5                        64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    40.9    -6.4    26.6   -26.6 0.9900    41.8  0.9881    50.6                        64
6
    706 BAITUN13B   13.800 G2    40.9    -6.4    26.6   -26.6 0.9900    41.8  0.9881    50.6                        64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     3.6     2.0     2.0    -2.0 0.9551     4.3  0.8730     6.2                        64
6
 SUBSYSTEM TOTALS             1195.3   135.5   766.6  -527.6                       1783.2

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  11:48
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT GUAS-VEL

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    15.9     0.0    15.0     0.0 1.0000    15.9  1.0000    44.1                        65
7  AREA
    130 MIR13F      13.800 G5    17.1     0.0     8.0     0.0 1.0181    16.8  1.0000    27.7                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.9    -1.1     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8615     4.1                        65
7
```

```
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.9    -1.1     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8615     4.1                      65
7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.9    -1.1     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8615     4.1                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.9    -1.9     3.0    -3.0 1.0000     4.3  0.8980     5.6                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.9    -1.9     3.0    -3.0 1.0000     4.3  0.8980     6.2                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.9    -1.9     3.0    -3.0 1.0000     4.3  0.8980     6.2                      65
7
    170 MIR13G      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0325    17.8  0.9282    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0415    17.6  0.9282    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0415    17.6  0.9282    23.0                      65
7
 SUBSYSTEM TOTALS               101.5    11.4    71.5     5.5                          171.3

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  11:52
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                                AREA TOTALS
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT GUAS-VEL                  IN MW/MVAR

                 FROM      TO    TO BUS  TO LINE     FROM      TO           DESIRED
 X-- AREA --X GENERATION  LOAD    SHUNT    SHUNT CHARGING  NET INT   LOSSES  NET INT

    1          1273.1   1330.8      0.0      0.0      0.0    -98.8     41.0   -100.0
 GUATEMAL       190.5    275.1   -198.9      0.0    278.0     18.6    373.8

    2           870.6    855.0      0.0      0.0      0.0      0.5     15.1      0.0
 SALVADOR        77.8    224.2    -70.7      0.0    228.7    -28.6    181.7

    3          1237.9   1203.0      0.0      0.0      0.0      0.4     34.5      0.0
 HONDURAS       467.4    321.1    -47.2      0.0    293.5     52.7    434.4

    4           532.6    525.2      0.0      0.0      0.0      0.0      7.4      0.0
 NICARAGU        38.0    207.6    -57.6      0.0    181.8    -48.1    118.0

    5          1297.7   1280.2      0.0      0.0      0.0      0.3     17.3      0.0
 COSTA RI       217.3    520.4   -230.0      0.0    416.5     46.4    297.1

    6          1195.3   1112.7      0.0      0.0      0.0     36.7     45.9     40.0
 PANAMA         135.5    225.9    -64.2      0.0    453.5    -33.8    461.0

    7           101.5     39.9      0.0      0.0      0.0     61.1      0.5     60.0
 ACANAL          11.4      8.1      0.0      0.0      0.0     -7.1     10.3
```

10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6508.7	6346.8	0.0	0.0	0.0	0.0	161.9	0.0
	1137.9	1782.3	-668.7	0.0	1852.1	0.0	1876.3	

1.1.3. Contingencia Llano Sánchez – Panamá II



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 11:55
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.N230	230.00	6	1.0007	230.15	14	PRO230	230.00	6	1.0090	232.06
85	PTP230	230.00	6	1.0039	230.89	96	FOR230	230.00	6	1.0003	230.07
100	BAY230	230.00	6	1.0261	236.00	115	PACORA23	230.00	6	1.0039	230.90
146	GUALACA230	230.00	6	1.0008	230.18	190	CHANG230	230.00	6	1.0088	232.02
306	CHAN1 230	230.00	6	1.0064	231.48	310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0065	231.50
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0067	231.53	345	LORENA230	230.00	6	1.0045	231.03
540	ANTON	230.00	6	1.0013	230.30	700	BAITUN230	230.00	6	1.0083	231.92
6000	FRONTER	230.00	6	1.0102	232.35	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0108	232.48
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0138	233.18						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9854	226.64	3	PANII230	230.00	6	0.9909	227.91
5	CHO230	230.00	6	0.9805	225.51	8	LSA230	230.00	6	0.9869	226.99
103	COPESA23	230.00	6	0.9966	229.22	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9805	225.52
144	CANJ230	230.00	6	0.9969	229.28	147	GUASQ230	230.00	6	0.9969	229.28
148	VELADERO 230	230.00	6	0.9976	229.44	370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9869	226.99
511	LGUIAS230	230.00	6	0.9801	225.42						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 11:55
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
9	LSA115	115.00	6	1.0325	118.74	15	PRO115	115.00	6	1.0108	116.24
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0115	116.33	54	LM1115	115.00	6	1.0264	118.04
55	LM2115	115.00	6	1.0275	118.16	61	FFIELD	115.00	6	1.0235	117.70
87	CAL115	115.00	6	1.0098	116.13	88	EST115	115.00	6	1.0131	116.50
92	L.V115	115.00	6	1.0111	116.28	109	STA RITA115	115.00	6	1.0225	117.58
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0195	117.24	191	CHANG115	115.00	6	1.0046	115.52
522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0272	118.13	529	TCOLON 115	115.00	6	1.0244	117.81

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9894	113.78	4	PANII115	115.00	6	0.9934	114.24
6	CHO115	115.00	6	0.9813	112.85	12	M.N115	115.00	6	0.9963	114.57

```
    18 CAC115      115.00    6 0.9893 113.77       19 C.V115      115.00    6 0.9843 113.19
    21 C.BAN115    115.00    6 0.9804 112.75       23 CH115       115.00    6 0.9969 114.64
    26 LOC115      115.00    6 0.9814 112.86       30 MAR115      115.00    6 0.9803 112.73
    33 STM115      115.00    6 0.9876 113.58       37 SAN115      115.00    6 0.9794 112.63
    48 TINAJ115    115.00    6 0.9872 113.52       50 M.O115      115.00    6 0.9873 113.54
    52 TOC115      115.00    6 0.9907 113.94      123 MIR115      115.00    7 0.9966 114.61
   701 BAITUN115   115.00    6 0.9871 113.51      702 BJOMIN115   115.00    6 0.9895 113.79

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  11:55
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

 AREA 6 [PANAMA      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
     66 BLM13B      13.800 V2    38.0    11.3    25.0     0.0 1.0000    39.7  0.9586    47.0                        62
6
     67 BLM13C      13.800 V3    38.0    11.3    25.0     0.0 1.0000    39.7  0.9586    47.0                        62
6
     68 BLM13D      13.800 V4    38.0    11.7    25.0     0.0 1.0000    39.8  0.9557    47.0                        62
6
     90 EST-13L     13.800 E1    22.0     5.4    12.0    -5.0 0.9800    23.1  0.9715    27.0                        64
6
     91 EST-13T     13.800 E2    22.0     5.4    12.0    -5.0 0.9800    23.1  0.9715    27.0                        64
6
     94 LV-13.8L    13.800 L1    25.0     6.2    12.0    -5.0 0.9800    26.3  0.9708    27.0                        64
6
     95 LV-13.8T    13.800 L2    25.0     6.2    12.0    -5.0 0.9800    26.3  0.9708    27.0                        64
6
     97 FOR13A      13.800 F1    82.1    -5.5    50.0   -50.0 0.9900    83.2  0.9977   111.0                        64
6
     98 FOR13B      13.800 F2    82.1    -5.5    50.0   -50.0 0.9900    83.2  0.9977   111.0                        64
6
     99 FOR13C      13.800 F3    82.1    -5.5    50.0   -50.0 0.9900    83.2  0.9977   111.0                        64
6
    101 BAY13A      13.800 B1    52.2    27.7    50.0   -25.0 1.0100    58.5  0.8835    96.0                        61
6
    102 BAY13B      13.800 B2    52.1    27.7    50.0   -25.0 1.0100    58.4  0.8833    96.0                        61
6
    108 BAY13C      13.800 B3    52.1    27.7    50.0   -25.0 1.0100    58.4  0.8833   100.0                        61
6
    116 PACORA13    13.800 P1    17.5     6.6     8.8     0.0 1.0300    18.2  0.9348    21.7                        61
6
    116 PACORA13    13.800 P2    17.5     6.6     8.8     0.0 1.0300    18.2  0.9348    21.7                        61
6
```

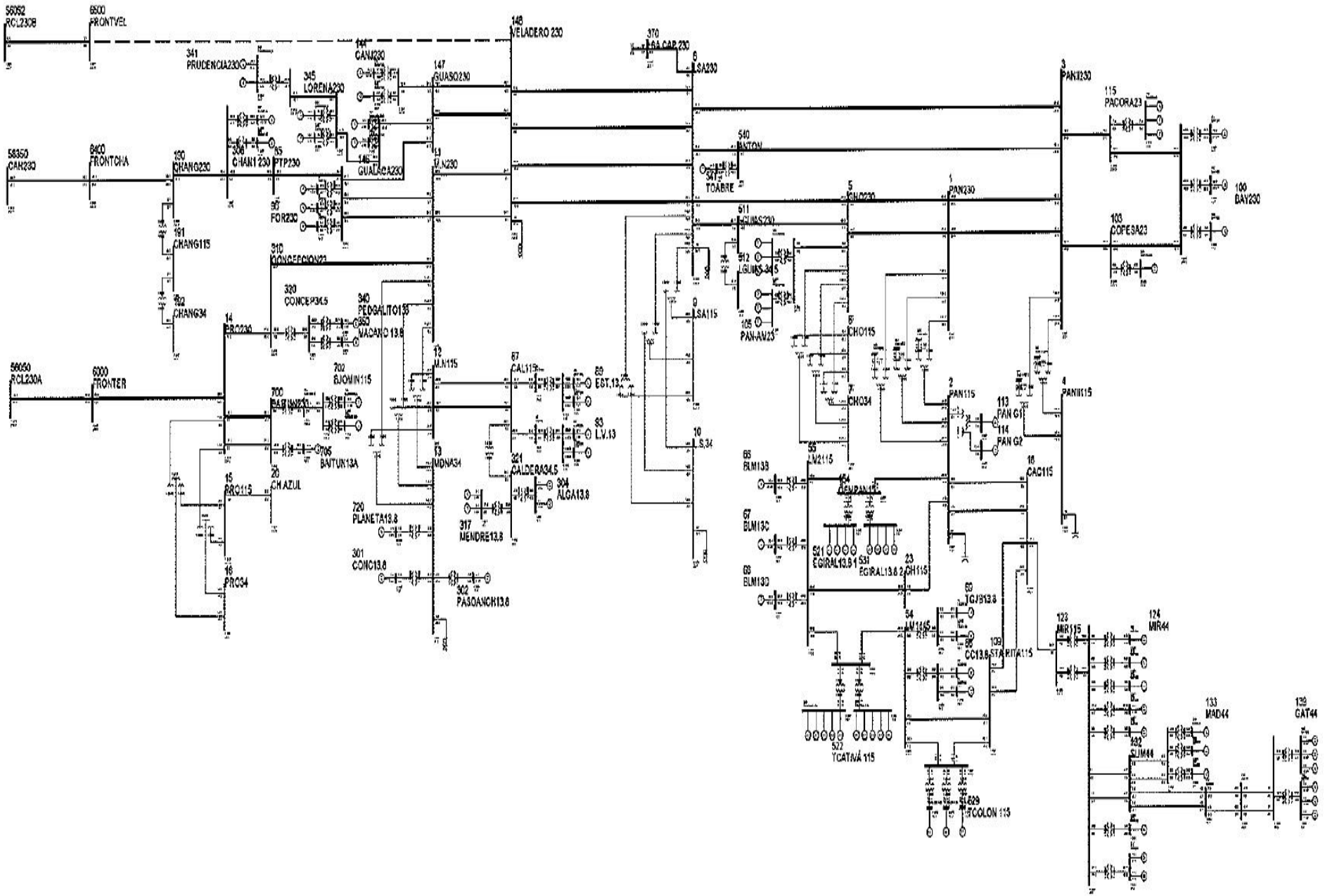
```
   116 PACORA13    13.800 P3    17.5     6.6     8.8     0.0 1.0300    18.2  0.9348    21.7                    61
6
   142 CANJ13A     13.800 C1    57.1    16.0    29.0   -29.0 0.9800    60.5  0.9629    69.0                    64
6
   150 GUALACA 13-213.800 G2    14.1    -4.7     7.4    -7.4 0.9800    15.1  0.9486    14.8                    64
6
   151 GUALACA13.8 13.800 G1    14.1    -4.7     7.4    -7.4 0.9800    15.1  0.9486    14.8                    64
6
   301 CONC13.8    13.800 G1     8.9     5.0     5.0    -5.0 0.9560    10.7  0.8720    13.5                    64
6
   302 PASOANCH13.813.800 P1     4.6     2.0     2.0    -2.0 0.9542     5.3  0.9183     6.2                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A1     4.7    -2.3     2.3    -2.3 1.0693     4.9  0.9019     5.7                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A2     4.7    -2.3     2.3    -2.3 1.0693     4.9  0.9019     5.7                    64
6
   307 CHAN1 A     13.800 G1    60.1   -13.8    50.0   -50.0 0.9900    62.3  0.9747   118.6                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.5     0.0     0.0     0.0 1.0713     8.8  1.0000    35.3                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M2     9.5     0.0     0.0     0.0 1.0713     8.8  1.0000    35.3                    64
6
   340 PEDGALITO13813.800 P1    15.0     7.6    12.0    -5.0 0.9800    17.2  0.8920    27.0                    64
6
   342 LORENA13.8  13.800 L1    11.3    -5.0    10.5    -5.0 0.9887    12.5  0.9141    19.9                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    21.9    -6.3     9.8    -9.8 0.9800    23.2  0.9609    33.0                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G2    21.9    -6.3     9.8    -9.8 0.9800    23.2  0.9609    33.0                    64
6
   346 LORENA 13-2 13.800 L2    11.3    -5.0    10.5    -5.0 0.9887    12.5  0.9141    19.9                    64
6
   350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0618     3.1  0.9516     6.2                    64
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G1     3.6     2.2     2.8     1.3 1.0100     4.2  0.8526     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G2     3.6     2.2     2.8     1.3 1.0100     4.2  0.8526     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G3     3.6     2.2     2.8     1.3 1.0100     4.2  0.8526     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G4     3.6     2.2     2.8     1.3 1.0100     4.2  0.8526     4.8                    63
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G1     8.3     5.3     6.6    -6.6 1.0181     9.7  0.8416    10.9                    62
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.3     5.3     6.6    -6.6 1.0181     9.7  0.8416    10.9                    62
6
```

```
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.3     5.3     6.6    -6.6 1.0181     9.7  0.8416    10.9                        62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.3     5.3     6.6    -6.6 1.0181     9.7  0.8416    10.9                        62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G5     8.3     5.3     6.6    -6.6 1.0181     9.7  0.8416    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G0     8.3     5.3     6.6    -6.6 1.0181     9.7  0.8416    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.3     5.3     6.6    -6.6 1.0181     9.7  0.8416    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.3     5.3     6.6    -6.6 1.0181     9.7  0.8416    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.3     5.3     6.6    -6.6 1.0181     9.7  0.8416    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G9     8.3     5.3     6.6    -6.6 1.0181     9.7  0.8416    10.9                        62
6
    541 TOABRE      0.6000 1     25.1     0.0     0.0     0.0 1.0024    25.0  1.0000    88.9                        64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    26.6     2.6    13.0   -13.0 0.9900    27.0  0.9953    30.5                        64
6
    704 BJOMIN13B   13.800 G2    26.6     2.6    13.0   -13.0 0.9900    27.0  0.9953    30.5                        64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    40.9    -6.1    26.6   -26.6 0.9900    41.8  0.9891    50.6                        64
6
    706 BAITUN13B   13.800 G2    40.9    -6.1    26.6   -26.6 0.9900    41.8  0.9891    50.6                        64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     3.6     2.0     2.0    -2.0 0.9542     4.3  0.8730     6.2                        64
6
 SUBSYSTEM TOTALS             1196.1   180.0   766.6  -527.6                       1783.2

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  11:55
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    16.0     2.8    15.0     0.0 1.0000    16.2  0.9853    44.1                        65
7  AREA
    130 MIR13F      13.800 G5    17.1     0.0     8.0     0.0 1.0113    16.9  1.0000    27.7                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.9    -0.9     2.0    -2.0 1.0000     2.1  0.9004     4.1                        65
7
```

```
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.9    -0.9     2.0    -2.0 1.0000     2.1  0.9004     4.1                      65
7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.9    -0.9     2.0    -2.0 1.0000     2.1  0.9004     4.1                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9166     5.6                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9166     6.2                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9166     6.2                      65
7
    170 MIR13G      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0257    17.9  0.9283    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0348    17.7  0.9283    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0348    17.7  0.9283    23.0                      65
7
 SUBSYSTEM TOTALS              101.6    15.4    71.5     5.5                          171.3

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  11:58
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                                AREA TOTALS
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII                 IN MW/MVAR

                 FROM      TO    TO BUS  TO LINE     FROM      TO           DESIRED
 X-- AREA --X GENERATION  LOAD    SHUNT    SHUNT CHARGING  NET INT   LOSSES  NET INT

    1          1273.8   1330.8      0.0      0.0      0.0    -98.1     41.1   -100.0
 GUATEMAL       190.5    275.1   -198.9      0.0    278.0     18.5    373.9

    2           870.8    855.0      0.0      0.0      0.0      0.7     15.1      0.0
 SALVADOR        77.7    224.2    -70.7      0.0    228.7    -28.6    181.6

    3          1238.1   1203.0      0.0      0.0      0.0      0.6     34.5      0.0
 HONDURAS       467.2    321.1    -47.2      0.0    293.6     52.7    434.3

    4           532.7    525.2      0.0      0.0      0.0      0.1      7.4      0.0
 NICARAGU        37.8    207.6    -57.6      0.0    181.8    -48.1    117.8

    5          1298.1   1280.2      0.0      0.0      0.0      0.8     17.2      0.0
 COSTA RI       217.0    520.4   -230.0      0.0    416.5     46.8    296.4

    6          1196.1   1112.7      0.0      0.0      0.0     34.7     48.7     40.0
 PANAMA         180.0    225.9    -62.5      0.0    424.7    -37.9    479.2

    7           101.6     39.9      0.0      0.0      0.0     61.1      0.6     60.0
 ACANAL          15.4      8.1      0.0      0.0      0.0     -3.3     10.5
```

10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6511.3	6346.8	0.0	0.0	0.0	0.0	164.5	0.0
	1185.7	1782.3	-667.0	0.0	1823.4	0.0	1893.7	

1.2 Demanda Mínima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:15
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.N230	230.00	6	1.0094	232.16	14	PRO230	230.00	6	1.0187	234.29
85	PTP230	230.00	6	1.0069	231.58	96	FOR230	230.00	6	1.0099	232.27
100	BAY230	230.00	6	1.0141	233.24	115	PACORA23	230.00	6	1.0001	230.03
144	CANJ230	230.00	6	1.0070	231.60	146	GUALACA230	230.00	6	1.0097	232.23
147	GUASQ230	230.00	6	1.0069	231.59	148	VELADERO 230	230.00	6	1.0027	230.61
190	CHANG230	230.00	6	1.0085	231.95	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0065	231.50
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0158	233.63	341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0127	232.92
345	LORENA230	230.00	6	1.0118	232.72	540	ANTON	230.00	6	1.0118	232.71
700	BAITUN230	230.00	6	1.0187	234.30	6000	FRONTER	230.00	6	1.0193	234.43
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0101	232.33	6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0209	234.80

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9907	227.87	3	PANII230	230.00	6	0.9946	228.75
5	CHO230	230.00	6	0.9924	228.26	8	LSA230	230.00	6	0.9959	229.05
103	COPESA23	230.00	6	0.9980	229.54	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9924	228.26
370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9959	229.05	511	LGUIAS230	230.00	6	0.9956	228.99

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:15
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
9	LSA115	115.00	6	1.0441	120.07	12	M.N115	115.00	6	1.0156	116.80
15	PRO115	115.00	6	1.0205	117.36	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0212	117.44
54	LM1115	115.00	6	1.0039	115.45	55	LM2115	115.00	6	1.0048	115.55
61	FFIELD	115.00	6	1.0023	115.26	87	CAL115	115.00	6	1.0272	118.13
88	EST115	115.00	6	1.0307	118.53	92	L.V115	115.00	6	1.0279	118.21
109	STA RITA115	115.00	6	1.0019	115.22	191	CHANG115	115.00	6	1.0049	115.56
522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0044	115.50	529	TCOLON 115	115.00	6	1.0029	115.33
701	BAITUN115	115.00	6	1.0110	116.26	702	BJOMIN115	115.00	6	1.0116	116.33

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9837	113.13	4	PANII115	115.00	6	0.9951	114.44
6	CHO115	115.00	6	0.9931	114.21	18	CAC115	115.00	6	0.9837	113.12

19	C.V115	115.00	6	0.9861	113.41	21	C.BAN115	115.00	6 0.9783 112.50
23	CH115	115.00	6	0.9865	113.44	26	LOC115	115.00	6 0.9788 112.56
30	MAR115	115.00	6	0.9776	112.42	33	STM115	115.00	6 0.9825 112.98
37	SAN115	115.00	6	0.9780	112.47	48	TINAJ115	115.00	6 0.9822 112.95
50	M.O115	115.00	6	0.9822	112.96	52	TOC115	115.00	6 0.9931 114.21
123	MIR115	115.00	7	0.9896	113.81	154	CEMPAN15	115.00	6 0.9981 114.78

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:15
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO

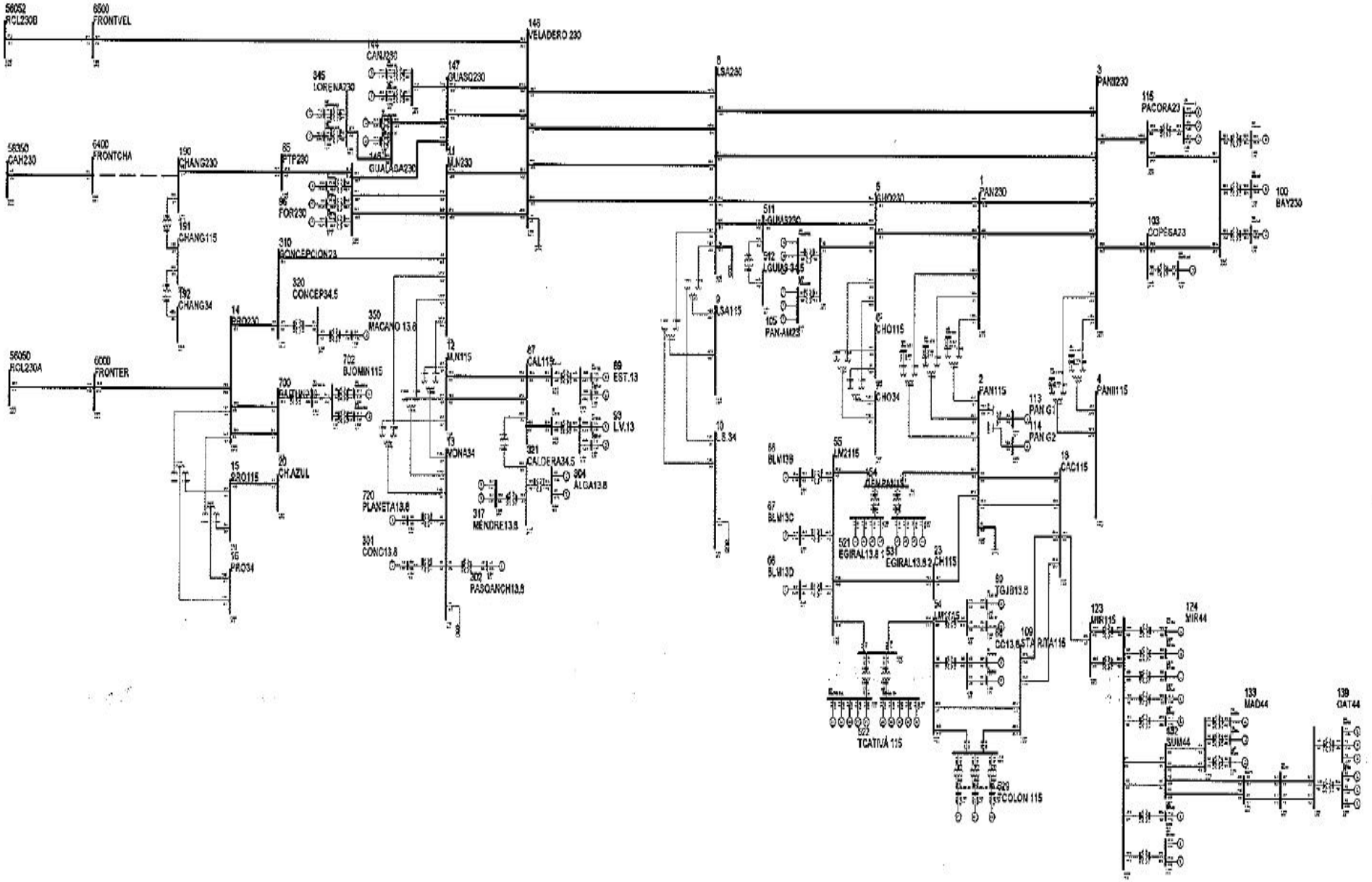
AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE AREA SWING
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	16.4	25.0	0.0	0.9900	41.8	0.9181	47.0			62 6
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	16.4	25.0	0.0	0.9900	41.8	0.9181	47.0			62 6
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	17.1	25.0	0.0	0.9900	42.1	0.9121	47.0			62 6
90	EST-13L	13.800	E1	19.0	6.2	12.0	-5.0	1.0000	20.0	0.9505	27.0			64 6
91	EST-13T	13.800	E2	19.0	6.2	12.0	-5.0	1.0000	20.0	0.9505	27.0			64 6
94	LV-13.8L	13.800	L1	22.6	7.6	12.0	-5.0	1.0000	23.9	0.9484	27.0			64 6
97	FOR13A	13.800	F1	64.2	-6.7	50.0	-50.0	1.0000	64.5	0.9945	111.0			64 6
98	FOR13B	13.800	F2	64.2	-6.7	50.0	-50.0	1.0000	64.5	0.9945	111.0			64 6
101	BAY13A	13.800	B1	59.9	21.2	50.0	-25.0	0.9900	64.2	0.9429	96.0			61 6
102	BAY13B	13.800	B2	46.5	20.2	50.0	-25.0	0.9900	51.2	0.9172	96.0			61 6
142	CANJ13A	13.800	C1	52.0	14.0	29.0	-29.0	0.9900	54.4	0.9657	69.0			64 6
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	14.0	-4.5	7.4	-7.4	0.9900	14.8	0.9524	14.8			64 6
151	GUALACA13.8	13.800	G1	14.0	-4.5	7.4	-7.4	0.9900	14.8	0.9524	14.8			64 6
301	CONC13.8	13.800	G1	8.4	5.0	5.0	-5.0	0.9556	10.2	0.8589	13.5			64 6
302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9537	5.0	0.9072	6.2			64 6
304	ALGA13.8	13.800	A1	4.4	-2.3	2.3	-2.3	1.0891	4.5	0.8894	5.7			64 6

```
    304 ALGA13.8    13.800 A2     4.4    -2.3     2.3    -2.3 1.0891     4.5  0.8894     5.7                        64
6
    307 CHAN1 A     13.800 G1    63.0   -13.7    50.0   -50.0 0.9900    65.1  0.9772   118.6                        64
6
    317 MENDRE13.8  13.800 M1     8.8     0.0     0.0     0.0 1.0912     8.0  1.0000    35.3                        64
6
    317 MENDRE13.8  13.800 M2     8.8     0.0     0.0     0.0 1.0912     8.0  1.0000    35.3                        64
6
    340 PEDGALITO13813.800 P1    20.1     8.4    12.0    -5.0 0.9900    22.0  0.9235    27.0                        64
6
    342 LORENA13.8  13.800 L1    10.5    -5.0    10.5    -5.0 0.9963    11.7  0.9025    19.9                        64
6
    343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    20.3    -9.8     9.8    -9.8 0.9942    22.7  0.9016    33.0                        64
6
    346 LORENA 13-2 13.800 L2    10.5    -5.0    10.5    -5.0 0.9963    11.7  0.9025    19.9                        64
6
    350 MACANO 13.8 13.800 G1     2.9    -1.0     1.0    -1.0 1.0717     2.8  0.9446     6.2                        64
6
    541 TOABRE      0.6000 1     20.0     0.0     0.0     0.0 1.0126    19.8  1.0000    88.9                        64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    20.5    -0.3    13.0   -13.0 1.0000    20.5  0.9999    30.5                        64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    38.0    -6.6    26.6   -26.6 1.0000    38.6  0.9852    50.6                        64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     3.3     2.0     2.0    -2.0 0.9537     4.1  0.8576     6.2                        64
6
 SUBSYSTEM TOTALS              737.6    74.3   501.8  -337.8                      1237.2

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  14:15
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    21.2     5.9    15.0     0.0 1.0000    22.0  0.9636    44.1                        65
7  AREA
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.8    -0.6     2.0    -2.0 1.0000     1.9  0.9561     4.1                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.8    -0.6     2.0    -2.0 1.0000     1.9  0.9561     4.1                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.8    -0.6     2.0    -2.0 1.0000     1.9  0.9561     4.1                        65
7
```

```
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.6    -1.3     3.0    -3.0 1.0000     3.8  0.9399     5.6                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.6    -1.3     3.0    -3.0 1.0000     3.8  0.9399     6.2                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.6    -1.3     3.0    -3.0 1.0000     3.8  0.9399     6.2                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    15.8     6.8    11.2     6.8 1.0258    16.8  0.9185    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    15.8     6.8    11.2     6.8 1.0258    16.8  0.9185    23.0                      65
7
 SUBSYSTEM TOTALS                69.1    13.9    52.3    -1.4                           120.6

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  14:15
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                              AREA TOTALS
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO                              IN MW/MVAR

                 FROM      TO    TO BUS  TO LINE     FROM      TO            DESIRED
 X-- AREA --X GENERATION  LOAD    SHUNT    SHUNT CHARGING  NET INT   LOSSES  NET INT

    1          1213.4   1330.8      0.0      0.0      0.0   -158.5     41.0   -158.5
 GUATEMAL       196.1    275.1   -197.8      0.0    276.6     27.4    368.1

    2           872.4    855.0      0.0      0.0      0.0      0.0     17.4      0.0
 SALVADOR        91.6    224.2    -70.5      0.0    227.7    -28.4    194.0

    3          1239.0   1203.0      0.0      0.0      0.0      0.0     36.0      0.0
 HONDURAS       480.8    321.1    -47.0      0.0    292.2     52.2    446.8

    4           534.6    525.2      0.0      0.0      0.0      0.0      9.3      0.0
 NICARAGU        51.0    207.6    -57.2      0.0    180.7    -49.7    131.0

    5          1300.7   1280.2      0.0      0.0      0.0      0.0     20.5      0.0
 COSTA RI       227.8    520.4   -229.5      0.0    416.0     39.9    313.0

    6           737.6    612.0      0.0      0.0      0.0    111.7     13.9    111.5
 PANAMA          74.3    222.1    155.8      0.0    437.8    -40.6    174.7

    7            69.1     21.9      0.0      0.0      0.0     46.7      0.4     47.0
 ACANAL          13.9      8.0      0.0      0.0      0.0     -0.8      6.7

   10             0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
 MEXICO           0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0

 TOTALS        5966.6   5828.1      0.0      0.0      0.0      0.0    138.5      0.0
               1135.5   1778.3   -446.2      0.0   1831.0      0.0   1634.4
```

1.3 Demanda Máxima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:26
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0003	230.06	11	M.N230	230.00	6	1.0080	231.85
14	PRO230	230.00	6	1.0199	234.58	96	FOR230	230.00	6	1.0049	231.12
100	BAY230	230.00	6	1.0269	236.19	103	COPESA23	230.00	6	1.0047	231.07
115	PACORA23	230.00	6	1.0085	231.95	144	CANJ230	230.00	6	1.0067	231.55
146	GUALACA230	230.00	6	1.0088	232.02	147	GUASQ230	230.00	6	1.0066	231.52
148	VELADERO 230	230.00	6	1.0093	232.15	310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0145	233.34
345	LORENA230	230.00	6	1.0101	232.33	700	BAITUN230	230.00	6	1.0200	234.60
6000	FRONTER	230.00	6	1.0214	234.93	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0402	239.25
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0256	235.90						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9967	229.25	5	CHO230	230.00	6	0.9952	228.90
8	LSA230	230.00	6	0.9949	228.82	85	PTP230	230.00	6	0.9900	227.70
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9952	228.90	190	CHANG230	230.00	6	0.9868	226.97
511	LGUIAS230	230.00	6	0.9948	228.81						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:26
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0019	115.21	9	LSA115	115.00	6	1.0357	119.11
12	M.N115	115.00	6	1.0024	115.27	15	PRO115	115.00	6	1.0217	117.50
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0225	117.59	23	CH115	115.00	6	1.0042	115.49
54	LM1115	115.00	6	1.0363	119.17	55	LM2115	115.00	6	1.0366	119.21
61	FFIELD	115.00	6	1.0334	118.84	87	CAL115	115.00	6	1.0138	116.59
88	EST115	115.00	6	1.0166	116.91	92	L.V115	115.00	6	1.0149	116.72
109	STA RITA115	115.00	6	1.0348	119.00	123	MIR115	115.00	7	1.0035	115.41
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0325	118.74	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0367	119.22
529	TCOLON 115	115.00	6	1.0388	119.46	702	BJOMIN115	115.00	6	1.0009	115.10

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9972	114.68	6	CHO115	115.00	6	0.9964	114.59
18	CAC115	115.00	6	0.9971	114.67	19	C.V115	115.00	6	0.9925	114.14
21	C.BAN115	115.00	6	0.9881	113.63	26	LOC115	115.00	6	0.9891	113.74

```
    30 MAR115      115.00    6 0.9880 113.62       33 STM115      115.00    6 0.9954 114.47
    37 SAN115      115.00    6 0.9872 113.53       48 TINAJ115    115.00    6 0.9949 114.41
    50 M.O115      115.00    6 0.9950 114.43       52 TOC115      115.00    6 0.9992 114.91
   191 CHANG115    115.00    6 0.9823 112.97      701 BAITUN115   115.00    6 0.9986 114.84

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  14:26
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

 AREA 6 [PANAMA      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
     66 BLM13B      13.800 V2    38.0     5.1    25.0     0.0 0.9950    38.5  0.9911    47.0                        62
6
     67 BLM13C      13.800 V3    38.0     5.1    25.0     0.0 0.9950    38.5  0.9911    47.0                        62
6
     68 BLM13D      13.800 V4    38.0     5.2    25.0     0.0 0.9950    38.5  0.9908    47.0                        62
6
     90 EST-13L     13.800 E1    19.9     4.2    12.0    -5.0 0.9800    20.8  0.9783    27.0                        64
6
     91 EST-13T     13.800 E2    19.9     4.2    12.0    -5.0 0.9800    20.8  0.9783    27.0                        64
6
     94 LV-13.8L    13.800 L1    23.2     4.9    12.0    -5.0 0.9800    24.2  0.9780    27.0                        64
6
     95 LV-13.8T    13.800 L2    23.2     4.9    12.0    -5.0 0.9800    24.2  0.9780    27.0                        64
6
     97 FOR13A      13.800 F1    73.0   -19.2    50.0   -50.0 0.9800    77.0  0.9671   111.0                        64
6
     98 FOR13B      13.800 F2    73.0   -19.2    50.0   -50.0 0.9800    77.0  0.9671   111.0                        64
6
     99 FOR13C      13.800 F3    73.0   -19.2    50.0   -50.0 0.9800    77.0  0.9671   111.0                        64
6
    101 BAY13A      13.800 B1    58.5    19.4    50.0   -25.0 1.0000    61.7  0.9490    96.0                        61
6
    102 BAY13B      13.800 B2    58.5    19.4    50.0   -25.0 1.0000    61.7  0.9490    96.0                        61
6
    108 BAY13C      13.800 B3    58.5    19.4    50.0   -25.0 1.0000    61.7  0.9490   100.0                        61
6
    116 PACORA13    13.800 P1    17.0     0.3     8.8     0.0 1.0000    17.0  0.9998    21.7                        61
6
    116 PACORA13    13.800 P2    17.0     0.3     8.8     0.0 1.0000    17.0  0.9998    21.7                        61
6
    116 PACORA13    13.800 P3    17.0     0.3     8.8     0.0 1.0000    17.0  0.9998    21.7                        61
6
    142 CANJ13A     13.800 C1    35.7     7.6    29.0   -29.0 0.9800    37.2  0.9781    69.0                        64
6
```

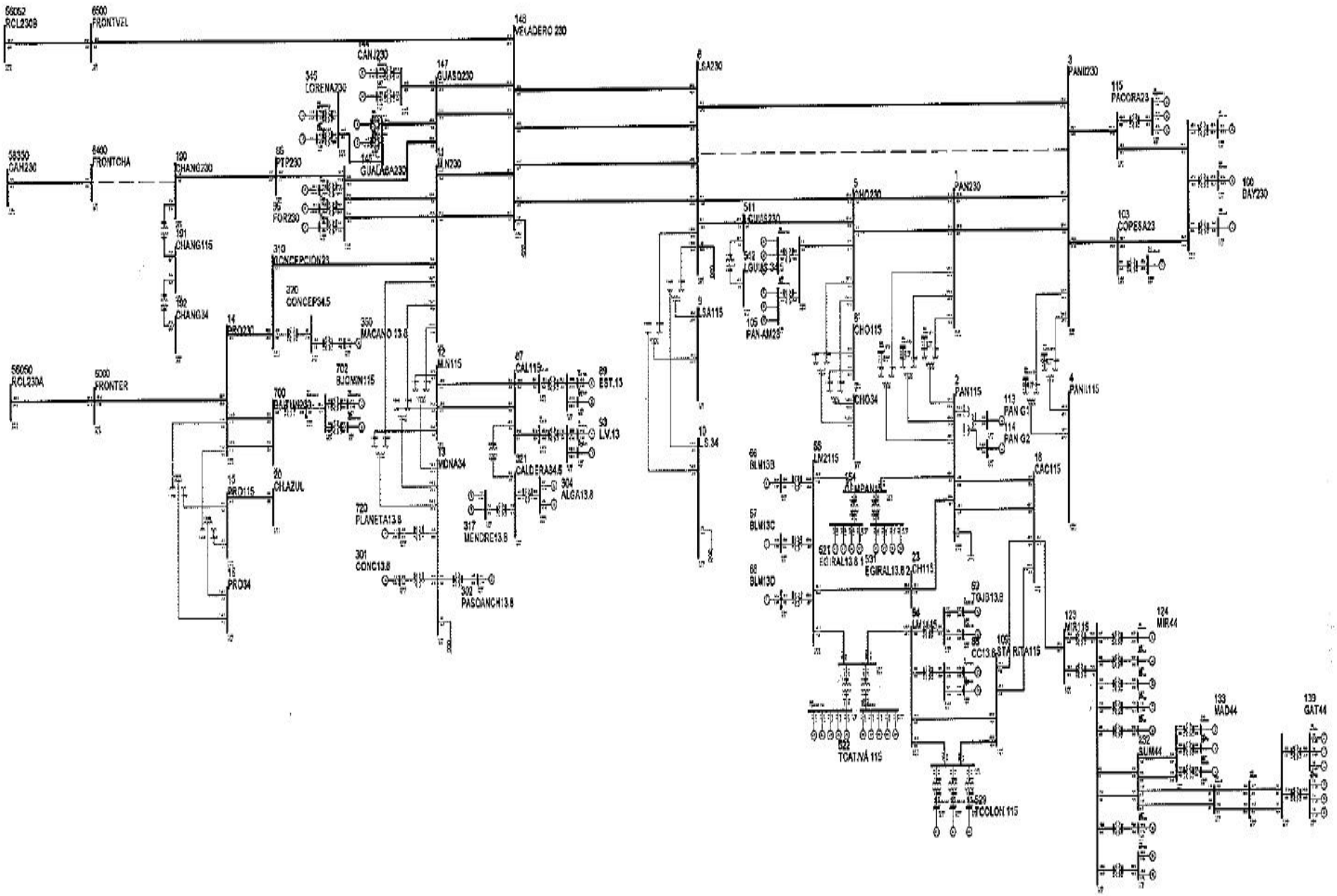
```
   143 CANJ13B     13.800 C2    35.7     7.6    29.0   -29.0 0.9800    37.2  0.9781    69.0                    64
6
   150 GUALACA 13-213.800 G2    14.0    -4.3     7.4    -7.4 0.9900    14.8  0.9567    14.8                    64
6
   151 GUALACA13.8 13.800 G1    14.0    -4.3     7.4    -7.4 0.9900    14.8  0.9567    14.8                    64
6
   301 CONC13.8    13.800 G1     8.9     5.0     5.0    -5.0 0.9629    10.6  0.8716    13.5                    64
6
   302 PASOANCH13.813.800 P1     4.6     2.0     2.0    -2.0 0.9611     5.2  0.9180     6.2                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A1     4.7    -2.3     2.3    -2.3 1.0738     4.9  0.9019     5.7                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A2     4.7    -2.3     2.3    -2.3 1.0738     4.9  0.9019     5.7                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.4     0.0     0.0     0.0 1.0758     8.7  1.0000    35.3                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M2     9.4     0.0     0.0     0.0 1.0758     8.7  1.0000    35.3                    64
6
   342 LORENA13.8  13.800 L1    11.3    -3.2    10.5    -5.0 1.0000    11.7  0.9621    19.9                    64
6
   346 LORENA 13-2 13.800 L2    11.3    -3.2    10.5    -5.0 1.0000    11.7  0.9621    19.9                    64
6
   350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0556     3.1  0.9514     6.2                    64
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G1     3.6     1.3     2.8     1.3 1.0056     3.8  0.9400     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G2     3.6     1.3     2.8     1.3 1.0056     3.8  0.9400     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G3     3.6     1.3     2.8     1.3 1.0056     3.8  0.9400     4.8                    63
6
   521 EGIRAL13.8 113.800 G4     3.6     1.3     2.8     1.3 1.0056     3.8  0.9400     4.8                    63
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G1     8.3     0.6     6.6    -6.6 0.9900     8.4  0.9972    10.9                    62
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.3     0.6     6.6    -6.6 0.9900     8.4  0.9972    10.9                    62
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.3     0.6     6.6    -6.6 0.9900     8.4  0.9972    10.9                    62
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.3     0.6     6.6    -6.6 0.9900     8.4  0.9972    10.9                    62
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G5     8.3     0.6     6.6    -6.6 0.9900     8.4  0.9972    10.9                    62
6
   524 TCATIVÁ 13B 13.800 G0     8.3     0.6     6.6    -6.6 0.9900     8.4  0.9972    10.9                    62
6
   524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.3     0.6     6.6    -6.6 0.9900     8.4  0.9972    10.9                    62
6
```

```
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.3     0.6     6.6    -6.6 0.9900     8.4  0.9972    10.9                       62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.3     0.6     6.6    -6.6 0.9900     8.4  0.9972    10.9                       62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G9     8.3     0.6     6.6    -6.6 0.9900     8.4  0.9972    10.9                       62
6
    525 TCOLON 13A  13.800 G1    36.9    19.3    19.3    19.3 1.0263    40.5  0.8862    44.4                       62
6
    526 TCOLON 13B  13.800 G2    36.9    19.3    19.3    19.3 1.0263    40.5  0.8862    44.4                       62
6
    527 TCOLON 13C  13.800 V1    36.9    19.3    19.3    19.3 1.0263    40.5  0.8862    44.4                       62
6
    531 EGIRAL13.8 213.800 G5     8.2     3.0     6.4     3.0 1.0065     8.7  0.9391    10.9                       62
6
    531 EGIRAL13.8 213.800 G6     8.2     3.0     6.4     3.0 1.0065     8.7  0.9391    10.9                       62
6
    531 EGIRAL13.8 213.800 G7     8.2     3.0     6.4     3.0 1.0065     8.7  0.9391    10.9                       62
6
    531 EGIRAL13.8 213.800 G8     8.2     3.0     6.4     3.0 1.0065     8.7  0.9391    10.9                       62
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    26.6     2.3    13.0   -13.0 1.0000    26.7  0.9962    30.5                       64
6
    704 BJOMIN13B   13.800 G2    26.6     2.3    13.0   -13.0 1.0000    26.7  0.9962    30.5                       64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     4.5     2.0     2.0    -2.0 0.9611     5.1  0.9145     6.2                       64
6
 SUBSYSTEM TOTALS              1110.6   125.0   744.1  -358.9                      1627.3

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  14:26
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    16.0     1.8    15.0     0.0 1.0000    16.1  0.9937    44.1                       65
7  AREA
    130 MIR13F      13.800 G5    17.1     0.0     8.0     0.0 1.0137    16.9  1.0000    27.7                       65
7
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.9    -0.8     2.0    -2.0 1.0000     2.1  0.9164     4.1                       65
7
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.9    -0.8     2.0    -2.0 1.0000     2.1  0.9164     4.1                       65
7
```

```
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.9    -0.8     2.0    -2.0 1.0000     2.1  0.9164     4.1                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.9    -1.6     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9244     5.6                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.9    -1.6     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9244     6.2                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.9    -1.6     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9244     6.2                      65
7
    170 MIR13G      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0281    17.8  0.9281    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0371    17.7  0.9281    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0371    17.7  0.9281    23.0                      65
7
 SUBSYSTEM TOTALS              101.5    14.9    71.5     5.5                           171.3

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     TUE, MAY 25 2010   9:14
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                                AREA TOTALS
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO                                  IN MW/MVAR

                 FROM      TO    TO BUS  TO LINE     FROM      TO           DESIRED
 X-- AREA --X GENERATION  LOAD    SHUNT    SHUNT CHARGING  NET INT   LOSSES  NET INT

    1          1371.7   1330.8      0.0      0.0      0.0     -2.9     43.8     -3.0
 GUATEMAL       200.0    275.1   -198.7      0.0    277.7      0.5    400.8

    2           868.7    855.0      0.0      0.0      0.0      0.0     13.7      0.0
 SALVADOR        73.1    224.2    -70.8      0.0    229.1    -26.2    175.0

    3          1236.8   1203.0      0.0      0.0      0.0      0.0     33.8      0.0
 HONDURAS       461.5    321.1    -47.3      0.0    294.0     54.1    427.6

    4           532.0    525.2      0.0      0.0      0.0      0.0      6.7      0.0
 NICARAGU        32.9    207.6    -57.8      0.0    182.3    -47.2    112.6

    5          1296.6   1280.2      0.0      0.0      0.0      0.0     16.4      0.0
 COSTA RI       200.2    520.4   -230.9      0.0    419.4     29.4    300.7

    6          1110.6   1137.9      0.0      0.0      0.0    -57.5     30.2    -57.0
 PANAMA         125.0    231.1     14.8      0.0    448.5     -6.9    334.5

    7           101.5     40.8      0.0      0.0      0.0     60.3      0.5     60.0
 ACANAL          14.9      8.3      0.0      0.0      0.0     -3.9     10.5

   10             0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
```

MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6517.9	6372.8	0.0	0.0	0.0	0.0	145.1	0.0
	1107.6	1787.6	-590.7	0.0	1851.0	0.0	1761.7	

1.4 Demanda Mínima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:29
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.N230	230.00	6	1.0057	231.31	14	PRO230	230.00	6	1.0157	233.62
96	FOR230	230.00	6	1.0054	231.23	100	BAY230	230.00	6	1.0097	232.23
144	CANJ230	230.00	6	1.0066	231.51	146	GUALACA230	230.00	6	1.0076	231.75
147	GUASQ230	230.00	6	1.0065	231.50	148	VELADERO 230	230.00	6	1.0058	231.33
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0110	232.54	345	LORENA230	230.00	6	1.0085	231.95
700	BAITUN230	230.00	6	1.0161	233.69	6000	FRONTER	230.00	6	1.0168	233.87
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0345	237.94	6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0203	234.68

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9907	227.85	3	PANII230	230.00	6	0.9926	228.31
5	CHO230	230.00	6	0.9930	228.38	8	LSA230	230.00	6	0.9959	229.06
85	PTP230	230.00	6	0.9995	229.87	103	COPESA23	230.00	6	0.9957	229.00
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9930	228.38	115	PACORA23	230.00	6	0.9984	229.62
190	CHANG230	230.00	6	0.9978	229.49	511	LGUIAS230	230.00	6	0.9965	229.19

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:29
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
9	LSA115	115.00	6	1.0390	119.48	12	M.N115	115.00	6	1.0086	115.99
15	PRO115	115.00	6	1.0176	117.02	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0183	117.11
54	LM1115	115.00	6	1.0159	116.83	55	LM2115	115.00	6	1.0169	116.94
61	FFIELD	115.00	6	1.0144	116.66	87	CAL115	115.00	6	1.0146	116.68
88	EST115	115.00	6	1.0160	116.84	92	L.V115	115.00	6	1.0151	116.74
109	STA RITA115	115.00	6	1.0124	116.42	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0158	116.82
522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0167	116.92	529	TCOLON 115	115.00	6	1.0142	116.63
701	BAITUN115	115.00	6	1.0057	115.65	702	BJOMIN115	115.00	6	1.0061	115.70

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9842	113.19	4	PANII115	115.00	6	0.9930	114.20
6	CHO115	115.00	6	0.9940	114.31	18	CAC115	115.00	6	0.9843	113.20
19	C.V115	115.00	6	0.9847	113.24	21	C.BAN115	115.00	6	0.9783	112.50
23	CH115	115.00	6	0.9910	113.97	26	LOC115	115.00	6	0.9789	112.57
30	MAR115	115.00	6	0.9779	112.45	33	STM115	115.00	6	0.9829	113.03

```
    37 SAN115      115.00    6 0.9779 112.46       48 TINAJ115    115.00    6 0.9826 113.00
    50 M.O115      115.00    6 0.9827 113.01       52 TOC115      115.00    6 0.9910 113.97
   123 MIR115      115.00    7 0.9918 114.05      191 CHANG115    115.00    6 0.9940 114.31

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  14:29
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

 AREA 6 [PANAMA      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
     66 BLM13B      13.800 V2    38.0     6.8    25.0     0.0 0.9800    39.4  0.9845    47.0                        62
6
     67 BLM13C      13.800 V3    38.0     6.8    25.0     0.0 0.9800    39.4  0.9845    47.0                        62
6
     68 BLM13D      13.800 V4    38.0     7.0    25.0     0.0 0.9800    39.4  0.9837    47.0                        62
6
     90 EST-13L     13.800 E1    19.2     4.5    12.0    -5.0 0.9800    20.1  0.9736    27.0                        64
6
     94 LV-13.8L    13.800 L1    21.6     4.9    12.0    -5.0 0.9800    22.6  0.9749    27.0                        64
6
     97 FOR13A      13.800 F1    74.2   -19.5    50.0   -50.0 0.9800    78.3  0.9671   111.0                        64
6
     98 FOR13B      13.800 F2    74.2   -19.5    50.0   -50.0 0.9800    78.3  0.9671   111.0                        64
6
    101 BAY13A      13.800 B1    48.1    15.7    50.0   -25.0 0.9800    51.7  0.9508    96.0                        61
6
    102 BAY13B      13.800 B2    47.8    15.7    50.0   -25.0 0.9800    51.3  0.9502    96.0                        61
6
    116 PACORA13    13.800 P1    17.0     0.0     8.8     0.0 0.9890    17.2  1.0000    21.7                        61
6
    116 PACORA13    13.800 P2    17.0     0.0     8.8     0.0 0.9890    17.2  1.0000    21.7                        61
6
    116 PACORA13    13.800 P3    17.0     0.0     8.8     0.0 0.9890    17.2  1.0000    21.7                        61
6
    142 CANJ13A     13.800 C1    48.0    11.1    29.0   -29.0 0.9800    50.3  0.9743    69.0                        64
6
    150 GUALACA 13-213.800 G2    12.0    -6.5     7.4    -7.4 0.9800    13.9  0.8800    14.8                        64
6
    301 CONC13.8    13.800 G1     8.0     4.0     4.0    -4.0 0.9509     9.4  0.8944    13.5                        64
6
    302 PASOANCH13.813.800 P1     4.0     2.0     2.0    -2.0 0.9497     4.7  0.8944     6.2                        64
6
    304 ALGA13.8    13.800 A1     4.1    -2.3     2.3    -2.3 1.0776     4.3  0.8748     5.7                        64
6
```

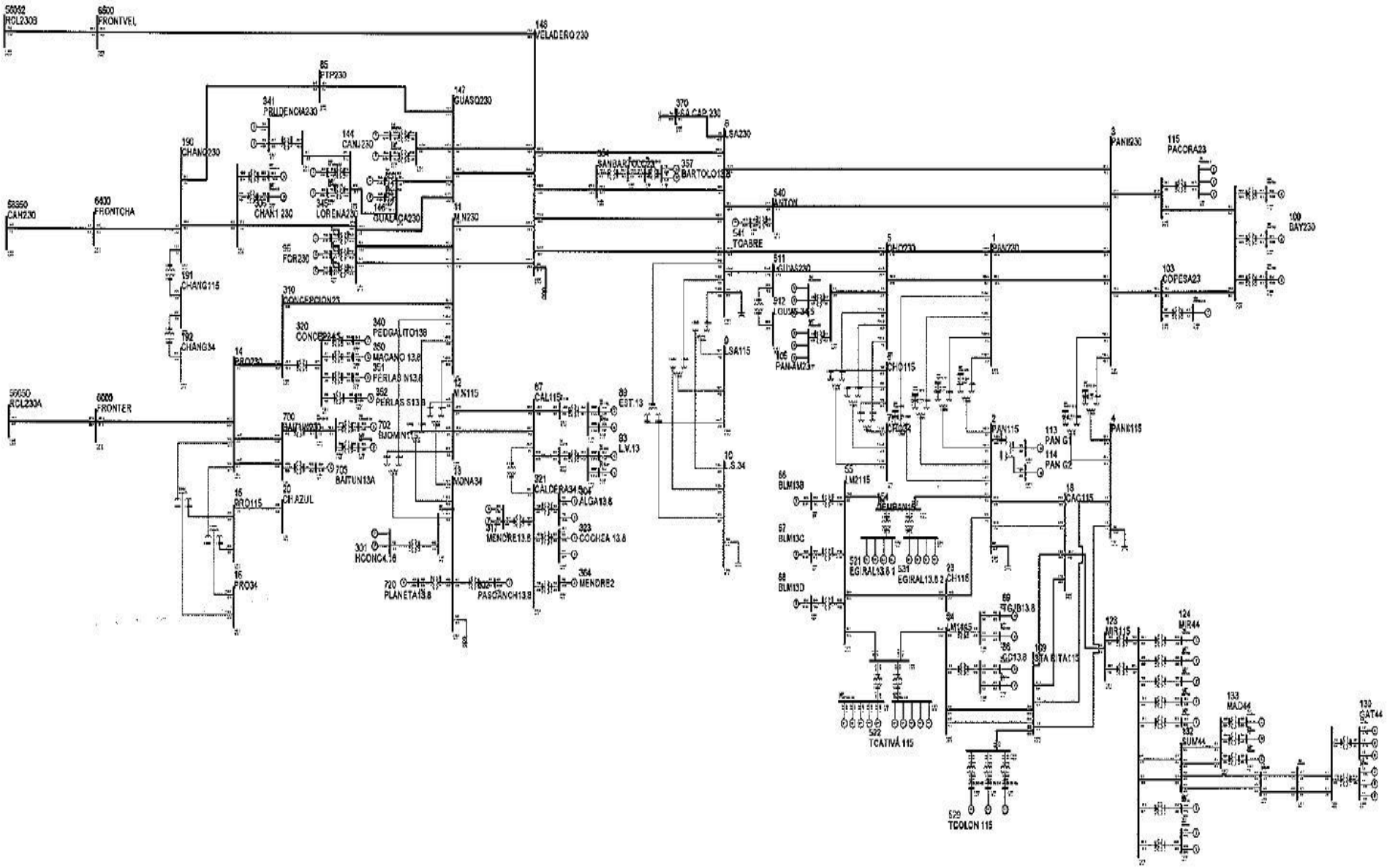
```
    304 ALGA13.8    13.800 A2     4.1    -2.3     2.3    -2.3 1.0776     4.3  0.8748     5.7                    64
6
    317 MENDRE13.8  13.800 M1     7.9     0.0     0.0     0.0 1.0803     7.3  1.0000    35.3                    64
6
    342 LORENA13.8  13.800 L1    13.5    -2.6    10.5    -5.0 1.0000    13.8  0.9826    19.9                    64
6
    350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0520     3.1  0.9514     6.2                    64
6
    521 EGIRAL13.8 113.800 G1     3.6     1.6     2.8     1.3 0.9950     3.9  0.9162     4.8                    63
6
    521 EGIRAL13.8 113.800 G2     3.6     1.6     2.8     1.3 0.9950     3.9  0.9162     4.8                    63
6
    521 EGIRAL13.8 113.800 G3     3.6     1.6     2.8     1.3 0.9950     3.9  0.9162     4.8                    63
6
    521 EGIRAL13.8 113.800 G4     3.6     1.6     2.8     1.3 0.9950     3.9  0.9162     4.8                    63
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G1     8.3     3.0     6.6    -6.6 0.9900     8.9  0.9413    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.3     3.0     6.6    -6.6 0.9900     8.9  0.9413    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.3     3.0     6.6    -6.6 0.9900     8.9  0.9413    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.3     3.0     6.6    -6.6 0.9900     8.9  0.9413    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G5     8.3     3.0     6.6    -6.6 0.9900     8.9  0.9413    10.9                    62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G0     8.3     3.0     6.6    -6.6 0.9900     8.9  0.9413    10.9                    62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.3     3.0     6.6    -6.6 0.9900     8.9  0.9413    10.9                    62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.3     3.0     6.6    -6.6 0.9900     8.9  0.9413    10.9                    62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.3     3.0     6.6    -6.6 0.9900     8.9  0.9413    10.9                    62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G9     8.3     3.0     6.6    -6.6 0.9900     8.9  0.9413    10.9                    62
6
    531 EGIRAL13.8 213.800 G5     8.2     3.0     6.4     3.0 0.9909     8.8  0.9391    10.9                    62
6
    531 EGIRAL13.8 213.800 G6     8.2     3.0     6.4     3.0 0.9909     8.8  0.9391    10.9                    62
6
    531 EGIRAL13.8 213.800 G7     8.2     3.0     6.4     3.0 0.9909     8.8  0.9391    10.9                    62
6
    531 EGIRAL13.8 213.800 G8     8.2     3.0     6.4     3.0 0.9909     8.8  0.9391    10.9                    62
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    22.4    -0.6    13.0   -13.0 0.9900    22.6  0.9997    30.5                    64
6
```

```
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     4.5     2.0     2.0    -2.0 0.9497     5.2  0.9145     6.2                          64
6
 SUBSYSTEM TOTALS               711.5    74.1   501.4  -276.3                          1059.6

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  14:29
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4     7.3     5.1    15.0     0.0 1.0000     8.9  0.8202    44.1                          65
7  AREA
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.9    -0.6     2.0    -2.0 1.0000     2.0  0.9588     4.1                          65
7
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.9    -0.6     2.0    -2.0 1.0000     2.0  0.9588     4.1                          65
7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.9    -0.6     2.0    -2.0 1.0000     2.0  0.9588     4.1                          65
7
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.9    -1.3     3.0    -3.0 1.0000     4.1  0.9465     5.6                          65
7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.9    -1.3     3.0    -3.0 1.0000     4.1  0.9465     6.2                          65
7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.9    -1.3     3.0    -3.0 1.0000     4.1  0.9465     6.2                          65
7
    170 MIR13G      13.800 M1    15.0     6.8    11.2     6.8 1.0234    16.1  0.9103    23.0                          65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    15.0     6.8    11.2     6.8 1.0328    16.0  0.9103    23.0                          65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    15.0     6.8    11.2     6.8 1.0328    16.0  0.9103    23.0                          65
7
 SUBSYSTEM TOTALS                69.7    19.9    63.5     5.5                          143.6

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  14:29
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                                AREA TOTALS
 AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO                                  IN MW/MVAR

                 FROM      TO    TO BUS  TO LINE     FROM      TO            DESIRED
 X-- AREA --X GENERATION  LOAD    SHUNT    SHUNT CHARGING  NET INT   LOSSES  NET INT

    1          1257.1   1330.8      0.0      0.0      0.0   -115.8     42.0   -123.5
 GUATEMAL       202.3    275.1   -198.2      0.0    277.2     20.1    382.6
```

2	868.9	855.0	0.0	0.0	0.0	-1.8	15.7	0.0
SALVADOR	82.3	224.2	-70.6	0.0	228.4	-27.4	184.6	
3	1236.8	1203.0	0.0	0.0	0.0	-1.1	34.9	0.0
HONDURAS	471.2	321.1	-47.2	0.0	293.2	52.9	437.5	
4	531.9	525.2	0.0	0.0	0.0	-1.3	8.0	0.0
NICARAGU	41.7	207.6	-57.5	0.0	181.5	-48.6	121.7	
5	1296.1	1280.2	0.0	0.0	0.0	-3.1	19.0	0.0
COSTA RI	206.5	520.4	-230.3	0.0	418.0	29.8	304.7	
6	711.5	625.8	0.0	0.0	0.0	76.0	9.6	76.5
PANAMA	74.1	227.1	155.3	0.0	409.8	-31.8	133.2	
7	69.7	22.4	0.0	0.0	0.0	47.0	0.3	47.0
ACANAL	19.9	8.1	0.0	0.0	0.0	5.0	6.7	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	5971.9	5842.4	0.0	0.0	0.0	0.0	129.5	0.0
	1097.9	1783.5	-448.5	0.0	1808.1	0.0	1570.9	

2.Año 2012

2.1 Demanda Máxima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:09
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0013	230.31	11	M.N230	230.00	6	1.0013	230.31
14	PRO230	230.00	6	1.0111	232.54	85	PTP230	230.00	6	1.0060	231.39
96	FOR230	230.00	6	1.0025	230.58	100	BAY230	230.00	6	1.0266	236.12
103	COPESA23	230.00	6	1.0056	231.29	115	PACORA23	230.00	6	1.0081	231.87
144	CANJ230	230.00	6	1.0005	230.11	146	GUALACA230	230.00	6	1.0045	231.03
147	GUASQ230	230.00	6	1.0004	230.09	190	CHANG230	230.00	6	1.0137	233.15
306	CHAN1 230	230.00	6	1.0121	232.77	310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0090	232.07
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0107	232.47	345	LORENA230	230.00	6	1.0084	231.94
540	ANTON	230.00	6	1.0127	232.92	700	BAITUN230	230.00	6	1.0105	232.41
6000	FRONTER	230.00	6	1.0121	232.78	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0157	233.61
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0141	233.25						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9946	228.76	5	CHO230	230.00	6	0.9900	227.70
8	LSA230	230.00	6	0.9992	229.82	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9900	227.70
148	VELADERO 230	230.00	6	0.9965	229.20	354	SANBARTOLO23	230.00	6	0.9956	228.99
370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9992	229.82	511	LGUIAS230	230.00	6	0.9908	227.88

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:09
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0211	117.43	9	LSA115	115.00	6	1.0452	120.19
12	M.N115	115.00	6	1.0004	115.04	15	PRO115	115.00	6	1.0129	116.48
19	C.V115	115.00	6	1.0064	115.73	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0136	116.57
52	TOC115	115.00	6	1.0185	117.12	54	LM1115	115.00	6	1.0175	117.01
55	LM2115	115.00	6	1.0184	117.12	61	FFIELD	115.00	6	1.0144	116.66
87	CAL115	115.00	6	1.0177	117.03	88	EST115	115.00	6	1.0214	117.46

92	L.V115	115.00	6	1.0191	117.20	109	STA RITA115	115.00	6	1.0161	116.86
123	MIR115	115.00	7	1.0033	115.38	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0113	116.30
191	CHANG115	115.00	6	1.0093	116.07	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0181	117.08
529	TCOLON 115	115.00	6	1.0162	116.86						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9972	114.68	6	CHO115	115.00	6	0.9908	113.94
18	CAC115	115.00	6	0.9970	114.66	21	C.BAN115	115.00	6	0.9904	113.89
23	CH115	115.00	6	0.9975	114.71	26	LOC115	115.00	6	0.9908	113.94
30	MAR115	115.00	6	0.9887	113.70	33	STM115	115.00	6	0.9954	114.47
37	SAN115	115.00	6	0.9905	113.91	48	TINAJ115	115.00	6	0.9949	114.41
50	M.O115	115.00	6	0.9950	114.43	701	BAITUN115	115.00	6	0.9909	113.96
702	BJOMIN115	115.00	6	0.9932	114.22						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:09
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	15.2	25.0	0.0	1.0000	40.9	0.9288	47.0			62	6
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	15.2	25.0	0.0	1.0000	40.9	0.9288	47.0			62	6
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	15.8	25.0	0.0	1.0000	41.1	0.9235	47.0			62	6
90	EST-13L	13.800	E1	22.0	6.6	12.0	-5.0	0.9920	23.2	0.9573	27.0			64	6
91	EST-13T	13.800	E2	22.0	6.6	12.0	-5.0	0.9920	23.2	0.9573	27.0			64	6
94	LV-13.8L	13.800	L1	23.2	7.4	12.0	-5.0	0.9920	24.5	0.9526	27.0			64	6
95	LV-13.8T	13.800	L2	23.2	7.4	12.0	-5.0	0.9920	24.5	0.9526	27.0			64	6
97	FOR13A	13.800	F1	78.0	-6.1	50.0	-50.0	0.9920	78.9	0.9969	111.0			64	6
98	FOR13B	13.800	F2	78.0	-6.1	50.0	-50.0	0.9920	78.9	0.9969	111.0			64	6
99	FOR13C	13.800	F3	78.0	-6.1	50.0	-50.0	0.9920	78.9	0.9969	111.0			64	6
101	BAY13A	13.800	B1	49.9	19.0	50.0	-25.0	1.0000	53.4	0.9341	96.0			61	6
SYST															
102	BAY13B	13.800	B2	48.4	19.0	50.0	-25.0	1.0000	52.0	0.9311	96.0			61	6
108	BAY13C	13.800	B3	48.4	19.0	50.0	-25.0	1.0000	52.0	0.9311	100.0			61	6
142	CANJ13A	13.800	C1	55.0	16.5	29.0	-29.0	0.9920	57.9	0.9580	69.0			64	6
143	CANJ13B	13.800	C2	55.0	16.5	29.0	-29.0	0.9920	57.9	0.9580	69.0			64	6
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	13.0	-3.2	7.4	-7.4	0.9900	13.5	0.9702	14.8			64	6

151	GUALACA13.8	13.800	G1	13.0	-3.2	7.4	-7.4	0.9900	13.5	0.9702	14.8	64	6
302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9523	5.4	0.9216	6.2	64	6
304	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0833	4.7	0.8981	5.7	64	6
304	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0833	4.7	0.8981	5.7	64	6
307	CHAN1 A	13.800	G1	80.0	-15.8	50.0	-50.0	0.9920	82.2	0.9810	118.6	64	6
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.2	0.0	0.0	0.0	1.0854	8.5	1.0000	35.3	64	6
317	MENDRE13.8	13.800	M2	9.2	0.0	0.0	0.0	1.0854	8.5	1.0000	35.3	64	6
323	COCHEA 13.8	13.800	C1	5.5	0.0	0.0	0.0	1.0858	5.0	1.0000	35.3	64	6
323	COCHEA 13.8	13.800	C2	5.5	0.0	0.0	0.0	1.0858	5.0	1.0000	35.3	64	6
340	PEDGALITO138	13.800	P1	21.0	6.4	12.0	-5.0	0.9920	22.1	0.9571	27.0	64	6
342	LORENA13.8	13.800	L1	12.0	-5.0	10.5	-5.0	0.9927	13.1	0.9228	19.9	64	6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G1	21.8	-4.2	9.8	-9.8	0.9920	22.4	0.9816	33.0	64	6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G2	21.8	-4.2	9.8	-9.8	0.9920	22.4	0.9816	33.0	64	6
346	LORENA 13-2	13.800	L2	12.0	-5.0	10.5	-5.0	0.9927	13.1	0.9228	19.9	64	6
350	MACANO 13.8	13.800	G1	3.1	-1.0	1.0	-1.0	1.0787	3.0	0.9514	6.2	64	6
351	PERLAS N13.8	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9825	10.5	0.8742	13.5	64	6
352	PERLAS S13.8	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9825	10.5	0.8742	13.5	64	6
357	BARTOLO13.8	13.800	G1	7.2	0.3	3.7	-3.7	0.9920	7.3	0.9990	8.5	64	6
357	BARTOLO13.8	13.800	G2	7.2	0.3	3.7	-3.7	0.9920	7.3	0.9990	8.5	64	6
364	MENDRE2	13.800	G1	7.6	3.9	3.9	-3.9	0.9875	8.6	0.8911	8.9	64	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G1	8.3	1.6	6.6	-6.6	0.9800	8.6	0.9827	10.9	62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G2	8.3	1.6	6.6	-6.6	0.9800	8.6	0.9827	10.9	62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G3	8.3	1.6	6.6	-6.6	0.9800	8.6	0.9827	10.9	62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G4	8.3	1.6	6.6	-6.6	0.9800	8.6	0.9827	10.9	62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G5	8.3	1.6	6.6	-6.6	0.9800	8.6	0.9827	10.9	62	6
541	TOABRE	0.6000	1	25.0	0.0	0.0	0.0	1.0137	24.7	1.0000	88.9	64	6
703	BJOMIN13A	13.800	G1	25.0	2.0	13.0	-13.0	0.9920	25.3	0.9967	30.5	64	6
704	BJOMIN13B	13.800	G2	25.0	2.0	13.0	-13.0	0.9920	25.3	0.9967	30.5	64	6
705	BAITUN13A	13.800	G1	40.0	-6.2	26.6	-26.6	0.9920	40.8	0.9880	50.6	64	6
706	BAITUN13B	13.800	G2	40.0	-6.2	26.6	-26.6	0.9920	40.8	0.9880	50.6	64	6
720	PLANETA13.8	13.800	G1	4.5	2.0	2.0	-2.0	0.9523	5.2	0.9145	6.2	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1177.0	123.6	741.2	-545.2				1823.0		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:09
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA

SWING

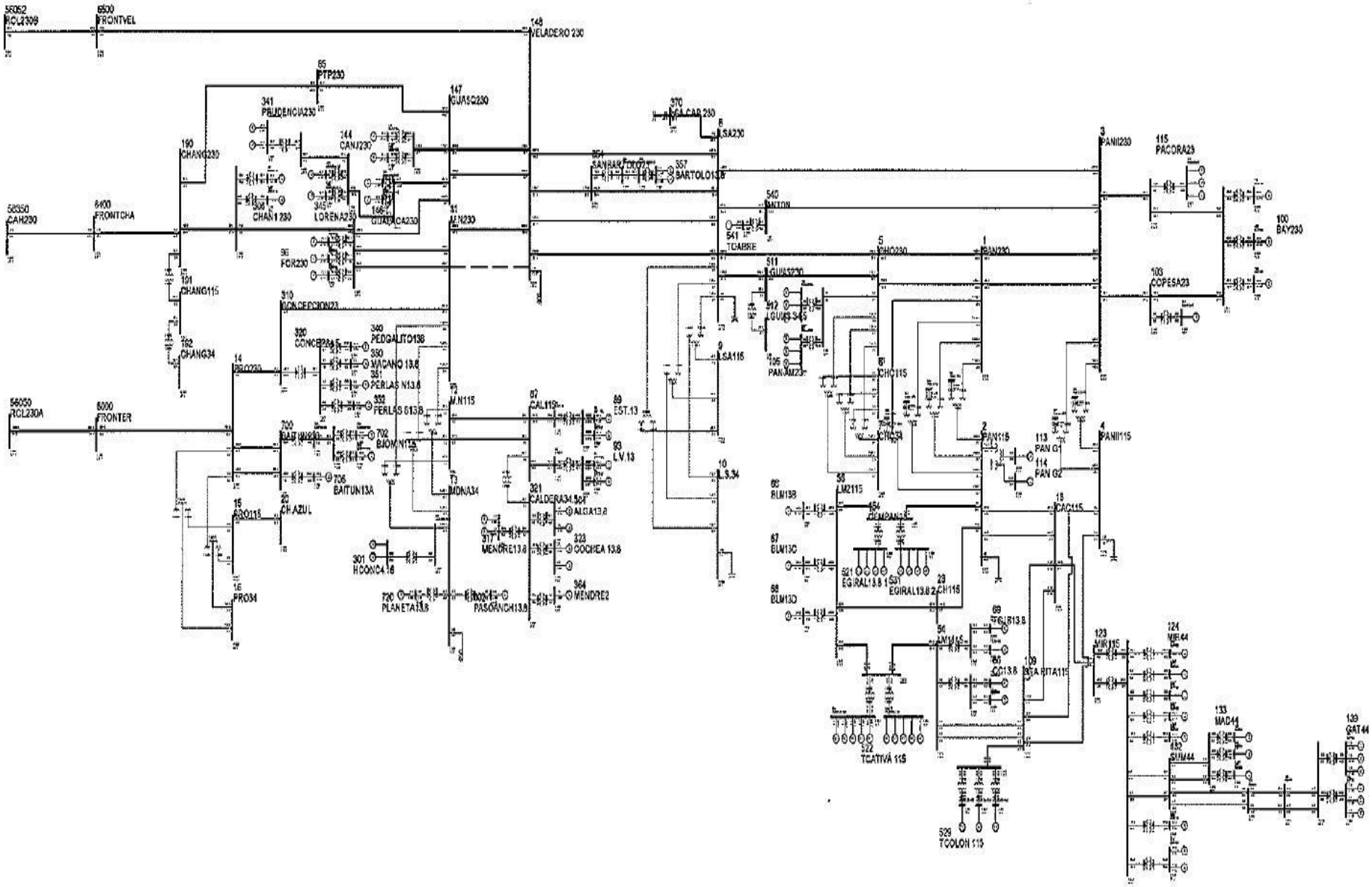
129 MIR13D	13.800 G4	16.4	1.3	15.0	0.0	1.0000	16.4	0.9970	44.1		65	7
AREA												
130 MIR13F	13.800 G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0148	16.9	1.0000	27.7		65	7
140 GAT6A	6.9000 G1	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9348	4.1		65	7
140 GAT6A	6.9000 G2	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9348	4.1		65	7
140 GAT6A	6.9000 G3	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9348	4.1		65	7
141 GAT6B	6.9000 G4	3.9	-1.5	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9337	5.6		65	7
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-1.5	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9337	6.2		65	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-1.5	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9337	6.2		65	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0292	17.8	0.9281	23.0		65	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0383	17.6	0.9281	23.0		65	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0383	17.6	0.9281	23.0		65	7
SUBSYSTEM TOTALS		101.9	15.1	71.5	5.5				171.3			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:09
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	1363.4	1330.8	0.0	0.0	0.0	-10.9	43.4	-10.8
GUATEMAL	198.2	275.1	-198.7	0.0	277.8	2.0	397.7	
2	868.7	855.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.7	0.0
SALVADOR	72.9	224.2	-70.8	0.0	229.1	-26.3	174.9	
3	1236.8	1203.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0
HONDURAS	461.3	321.1	-47.3	0.0	294.0	54.1	427.6	
4	531.9	525.2	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	0.0
NICARAGU	32.9	207.6	-57.8	0.0	182.3	-47.0	112.3	
5	1296.3	1280.2	0.0	0.0	0.0	-0.3	16.4	0.0
COSTA RI	217.8	520.4	-230.3	0.0	417.0	44.2	300.5	
6	1177.0	1158.8	0.0	0.0	0.0	-48.6	66.8	-49.2
PANAMA	123.6	235.3	-227.0	0.0	494.2	-23.4	632.9	
7	101.9	41.5	0.0	0.0	0.0	59.8	0.6	60.0
ACANAL	15.1	8.4	0.0	0.0	0.0	-3.5	10.2	

10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6576.0	6394.5	0.0	0.0	0.0	0.0	181.5	0.0
	1121.8	1792.0	-831.9	0.0	1894.4	0.0	2056.1	

2.1.1. Contingencia Mata de Nance - Veladero



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:23
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT MDN-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
14	PRO230	230.00	6	1.0054	231.24	100	BAY230	230.00	6	1.0226	235.19
115	PACORA23	230.00	6	1.0022	230.51	190	CHANG230	230.00	6	1.0095	232.18
306	CHAN1 230	230.00	6	1.0081	231.87	310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0032	230.73
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0043	230.98	345	LORENA230	230.00	6	1.0018	230.41
540	ANTON	230.00	6	1.0033	230.75	700	BAITUN230	230.00	6	1.0054	231.24
6000	FRONTER	230.00	6	1.0060	231.39	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0117	232.68
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0058	231.34						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9877	227.18	3	PANII230	230.00	6	0.9947	228.78
5	CHO230	230.00	6	0.9818	225.82	8	LSA230	230.00	6	0.9878	227.19
11	M.N230	230.00	6	0.9948	228.81	85	PTP230	230.00	6	0.9996	229.92
96	FOR230	230.00	6	0.9966	229.21	103	COPESA23	230.00	6	0.9993	229.84
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9818	225.82	144	CANJ230	230.00	6	0.9932	228.43
146	GUALACA230	230.00	6	0.9975	229.43	147	GUASQ230	230.00	6	0.9930	228.40
148	VELADERO 230	230.00	6	0.9844	226.42	354	SANBARTOLO23	230.00	6	0.9839	226.30
370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9878	227.19	511	LGUIAS230	230.00	6	0.9804	225.50

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:23
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT MDN-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0148	116.70	9	LSA115	115.00	6	1.0329	118.78
15	PRO115	115.00	6	1.0072	115.83	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0080	115.92
52	TOC115	115.00	6	1.0121	116.39	54	LM1115	115.00	6	1.0136	116.57
55	LM2115	115.00	6	1.0146	116.68	61	FFIELD	115.00	6	1.0106	116.21
87	CAL115	115.00	6	1.0150	116.73	88	EST115	115.00	6	1.0190	117.19
92	L.V115	115.00	6	1.0165	116.90	109	STA RITA115	115.00	6	1.0118	116.35

154	CEMPAN15	115.00	6	1.0068	115.78	191	CHANG115	115.00	6	1.0050	115.58
522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0142	116.64	529	TCOLON 115	115.00	6	1.0118	116.36

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9910	113.96	6	CHO115	115.00	6	0.9826	113.00
12	M.N115	115.00	6	0.9964	114.59	18	CAC115	115.00	6	0.9908	113.94
19	C.V115	115.00	6	1.0000	115.00	21	C.BAN115	115.00	6	0.9840	113.16
23	CH115	115.00	6	0.9922	114.10	26	LOC115	115.00	6	0.9845	113.21
30	MAR115	115.00	6	0.9824	112.97	33	STM115	115.00	6	0.9891	113.75
37	SAN115	115.00	6	0.9842	113.18	48	TINAJ115	115.00	6	0.9886	113.69
50	M.O115	115.00	6	0.9887	113.70	123	MIR115	115.00	7	0.9976	114.73
701	BAITUN115	115.00	6	0.9877	113.59	702	BJOMIN115	115.00	6	0.9902	113.88

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:23
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT MDN-VEL

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	16.8	25.0	0.0	1.0000	41.6	0.9146	47.0			62	6
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	16.8	25.0	0.0	1.0000	41.6	0.9146	47.0			62	6
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	17.5	25.0	0.0	1.0000	41.9	0.9083	47.0			62	6
90	EST-13L	13.800	E1	22.0	7.3	12.0	-5.0	0.9920	23.4	0.9488	27.0			64	6
91	EST-13T	13.800	E2	22.0	7.3	12.0	-5.0	0.9920	23.4	0.9488	27.0			64	6
94	LV-13.8L	13.800	L1	23.2	8.1	12.0	-5.0	0.9920	24.8	0.9436	27.0			64	6
95	LV-13.8T	13.800	L2	23.2	8.1	12.0	-5.0	0.9920	24.8	0.9436	27.0			64	6
97	FOR13A	13.800	F1	78.1	-0.7	50.0	-50.0	0.9920	78.7	1.0000	111.0			64	6
98	FOR13B	13.800	F2	78.1	-0.7	50.0	-50.0	0.9920	78.7	1.0000	111.0			64	6
99	FOR13C	13.800	F3	78.1	-0.7	50.0	-50.0	0.9920	78.7	1.0000	111.0			64	6
101	BAY13A	13.800	B1	50.0	22.1	50.0	-25.0	1.0000	54.6	0.9147	96.0			61	6
SYST															
102	BAY13B	13.800	B2	48.5	22.0	50.0	-25.0	1.0000	53.2	0.9108	96.0			61	6
108	BAY13C	13.800	B3	48.5	22.0	50.0	-25.0	1.0000	53.2	0.9108	100.0			61	6
142	CANJ13A	13.800	C1	55.1	17.7	29.0	-29.0	0.9920	58.3	0.9520	69.0			64	6
143	CANJ13B	13.800	C2	55.1	17.7	29.0	-29.0	0.9920	58.3	0.9520	69.0			64	6
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	13.0	-1.5	7.4	-7.4	0.9900	13.2	0.9933	14.8			64	6
151	GUALACA13.8	13.800	G1	13.0	-1.5	7.4	-7.4	0.9900	13.2	0.9933	14.8			64	6

302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9460	5.5	0.9218	6.2			64	6
304	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0803	4.8	0.8981	5.7			64	6
304	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0803	4.8	0.8981	5.7			64	6
307	CHAN1 A	13.800	G1	80.1	-12.1	50.0	-50.0	0.9920	81.7	0.9888	118.6			64	6
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.2	0.0	0.0	0.0	1.0824	8.5	1.0000	35.3			64	6
317	MENDRE13.8	13.800	M2	9.2	0.0	0.0	0.0	1.0824	8.5	1.0000	35.3			64	6
323	COCHEA 13.8	13.800	C1	5.5	0.0	0.0	0.0	1.0829	5.1	1.0000	35.3			64	6
323	COCHEA 13.8	13.800	C2	5.5	0.0	0.0	0.0	1.0829	5.1	1.0000	35.3			64	6
340	PEDGALITO13	13.800	P1	21.0	7.7	12.0	-5.0	0.9920	22.6	0.9385	27.0			64	6
342	LORENA13.8	13.800	L1	12.0	-3.0	10.5	-5.0	0.9920	12.5	0.9697	19.9			64	6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G1	21.9	-2.5	9.8	-9.8	0.9920	22.2	0.9937	33.0			64	6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G2	21.9	-2.5	9.8	-9.8	0.9920	22.2	0.9937	33.0			64	6
346	LORENA 13-2	13.800	L2	12.0	-3.0	10.5	-5.0	0.9920	12.5	0.9697	19.9			64	6
350	MACANO 13.8	13.800	G1	3.1	-1.0	1.0	-1.0	1.0755	3.0	0.9516	6.2			64	6
351	PERLAS N13.8	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9796	10.5	0.8744	13.5			64	6
352	PERLAS S13.8	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9796	10.5	0.8744	13.5			64	6
357	BARTOLO13.8	13.800	G1	7.3	1.0	3.7	-3.7	0.9920	7.4	0.9906	8.5			64	6
357	BARTOLO13.8	13.800	G2	7.3	1.0	3.7	-3.7	0.9920	7.4	0.9906	8.5			64	6
364	MENDRE2	13.800	G1	7.6	3.9	3.9	-3.9	0.9848	8.7	0.8911	8.9			64	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G1	8.3	2.0	6.6	-6.6	0.9800	8.7	0.9719	10.9			62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G2	8.3	2.0	6.6	-6.6	0.9800	8.7	0.9719	10.9			62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G3	8.3	2.0	6.6	-6.6	0.9800	8.7	0.9719	10.9			62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G4	8.3	2.0	6.6	-6.6	0.9800	8.7	0.9719	10.9			62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G5	8.3	2.0	6.6	-6.6	0.9800	8.7	0.9719	10.9			62	6
541	TOABRE	0.6000	1	25.0	0.0	0.0	0.0	1.0043	24.9	1.0000	88.9			64	6
703	BJOMIN13A	13.800	G1	25.0	2.5	13.0	-13.0	0.9920	25.3	0.9952	30.5			64	6
704	BJOMIN13B	13.800	G2	25.0	2.5	13.0	-13.0	0.9920	25.3	0.9952	30.5			64	6
705	BAITUN13A	13.800	G1	40.0	-4.0	26.6	-26.6	0.9920	40.6	0.9950	50.6			64	6
706	BAITUN13B	13.800	G2	40.0	-4.0	26.6	-26.6	0.9920	40.6	0.9950	50.6			64	6
720	PLANETA13.8	13.800	G1	4.5	2.0	2.0	-2.0	0.9460	5.2	0.9145	6.2			64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1178.4	184.2	741.2	-545.2				1823.0				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:23
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT MDN-VEL

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
129	MIR13D	13.800	G4	16.4	2.7	15.0	0.0	1.0000	16.6	0.9869	44.1			65	7
AREA															

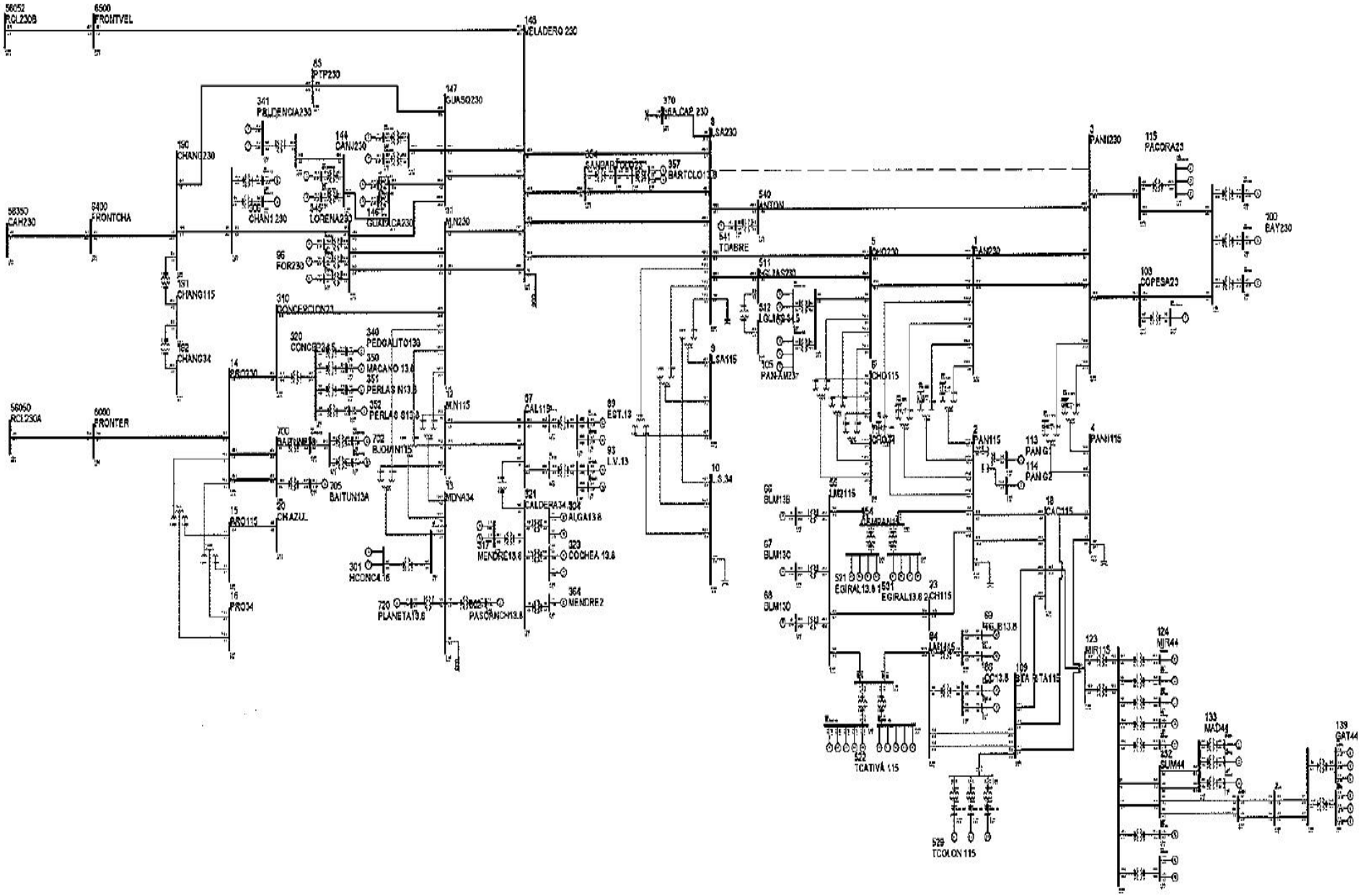
130 MIR13F	13.800 G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0113	16.9	1.0000	27.7		65	7
140 GAT6A	6.9000 G1	1.9	-0.6	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9537	4.1		65	7
140 GAT6A	6.9000 G2	1.9	-0.6	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9537	4.1		65	7
140 GAT6A	6.9000 G3	1.9	-0.6	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9537	4.1		65	7
141 GAT6B	6.9000 G4	3.9	-1.4	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9436	5.6		65	7
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-1.4	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9436	6.2		65	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-1.4	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9436	6.2		65	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0258	17.9	0.9282	23.0		65	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0348	17.7	0.9282	23.0		65	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0348	17.7	0.9282	23.0		65	7
SUBSYSTEM TOTALS		102.0	17.2	71.5	5.5				171.3			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:25
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT MDN-VEL IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	1364.7	1330.8	0.0	0.0	0.0	-9.6	43.5	-10.8
GUATEMAL	198.3	275.1	-198.7	0.0	277.8	1.8	398.0	
2	869.2	855.0	0.0	0.0	0.0	0.5	13.7	0.0
SALVADOR	73.0	224.2	-70.8	0.0	229.1	-26.4	175.0	
3	1237.2	1203.0	0.0	0.0	0.0	0.4	33.8	0.0
HONDURAS	461.4	321.1	-47.3	0.0	294.0	54.0	427.6	
4	532.0	525.2	0.0	0.0	0.0	0.1	6.7	0.0
NICARAGU	33.0	207.6	-57.8	0.0	182.3	-47.0	112.4	
5	1297.0	1280.2	0.0	0.0	0.0	0.2	16.6	0.0
COSTA RI	224.7	520.4	-230.0	0.0	416.1	48.0	302.4	
6	1178.4	1158.8	0.0	0.0	0.0	-51.5	71.1	-49.2
PANAMA	184.2	235.3	-223.6	0.0	469.6	-29.0	671.1	
7	102.0	41.5	0.0	0.0	0.0	59.9	0.6	60.0
ACANAL	17.2	8.4	0.0	0.0	0.0	-1.5	10.3	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6580.6	6394.5	0.0	0.0	0.0	0.0	186.1	0.0
	1191.8	1792.0	-828.2	0.0	1868.8	0.0	2096.8	

2.1.2. Contingencia Llano Sánchez – Panamá II



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:33
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
100	BAY230	230.00	6	1.0018	230.42	190	CHANG230	230.00	6	1.0060	231.37
306	CHAN1 230	230.00	6	1.0048	231.11	700	BAITUN230	230.00	6	1.0003	230.06
6000	FRONTER	230.00	6	1.0003	230.07	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0083	231.91

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9517	218.89	3	PANII230	230.00	6	0.9604	220.89
5	CHO230	230.00	6	0.9388	215.92	8	LSA230	230.00	6	0.9507	218.67
11	M.N230	230.00	6	0.9861	226.81	14	PRO230	230.00	6	0.9997	229.93
85	PTP230	230.00	6	0.9944	228.71	96	FOR230	230.00	6	0.9911	227.95
103	COPESA23	230.00	6	0.9671	222.43	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9388	215.92
115	PACORA23	230.00	6	0.9717	223.49	144	CANJ230	230.00	6	0.9871	227.03
146	GUALACA230	230.00	6	0.9917	228.10	147	GUASQ230	230.00	6	0.9869	226.99
148	VELADERO 230	230.00	6	0.9674	222.51	310	CONCEPCION23	230.00	6	0.9961	229.10
341	PRUDENCIA230	230.00	6	0.9989	229.75	345	LORENA230	230.00	6	0.9963	229.16
354	SANBARTOLO23	230.00	6	0.9597	220.74	370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9507	218.67
511	LGUIAS230	230.00	6	0.9346	214.96	540	ANTON	230.00	6	0.9590	220.57
6500	FRONTVEL	230.00	6	0.9988	229.72						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:33
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
15	PRO115	115.00	6	1.0015	115.17	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0022	115.26
87	CAL115	115.00	6	1.0114	116.31	88	EST115	115.00	6	1.0158	116.82
92	L.V115	115.00	6	1.0131	116.50	191	CHANG115	115.00	6	1.0015	115.18

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9583	110.21	4	PANII115	115.00	6	0.9818	112.91
6	CHO115	115.00	6	0.9396	108.06	9	LSA115	115.00	6	0.9932	114.22
12	M.N115	115.00	6	0.9910	113.97	18	CAC115	115.00	6	0.9583	110.20
19	C.V115	115.00	6	0.9668	111.18	21	C.BAN115	115.00	6	0.9510	109.36
23	CH115	115.00	6	0.9644	110.90	26	LOC115	115.00	6	0.9515	109.42
30	MAR115	115.00	6	0.9494	109.19	33	STM115	115.00	6	0.9564	109.99
37	SAN115	115.00	6	0.9511	109.38	48	TINAJ115	115.00	6	0.9558	109.92
50	M.O115	115.00	6	0.9560	109.94	52	TOC115	115.00	6	0.9791	112.59
54	LM1115	115.00	6	0.9931	114.20	55	LM2115	115.00	6	0.9942	114.34
61	FFIELD	115.00	6	0.9901	113.86	109	STA RITA115	115.00	6	0.9887	113.70
123	MIR115	115.00	7	0.9686	111.38	154	CEMPAN15	115.00	6	0.9828	113.02
522	TCATIVÁ 115	115.00	6	0.9938	114.29	529	TCOLON 115	115.00	6	0.9887	113.70
701	BAITUN115	115.00	6	0.9844	113.21	702	BJOMIN115	115.00	6	0.9872	113.53

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:33
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
66	BLM13B	13.800	V2	38.1	25.0	25.0	0.0	0.9988	45.6	0.8360	47.0			62	6
67	BLM13C	13.800	V3	38.1	25.0	25.0	0.0	0.9988	45.6	0.8360	47.0			62	6
68	BLM13D	13.800	V4	38.1	25.0	25.0	0.0	0.9965	45.7	0.8360	47.0			62	6
90	EST-13L	13.800	E1	22.1	8.3	12.0	-5.0	0.9920	23.8	0.9365	27.0			64	6
91	EST-13T	13.800	E2	22.1	8.3	12.0	-5.0	0.9920	23.8	0.9365	27.0			64	6
94	LV-13.8L	13.800	L1	23.3	9.2	12.0	-5.0	0.9920	25.2	0.9306	27.0			64	6
95	LV-13.8T	13.800	L2	23.3	9.2	12.0	-5.0	0.9920	25.2	0.9306	27.0			64	6
97	FOR13A	13.800	F1	78.4	4.3	50.0	-50.0	0.9920	79.2	0.9985	111.0			64	6
98	FOR13B	13.800	F2	78.4	4.3	50.0	-50.0	0.9920	79.2	0.9985	111.0			64	6
99	FOR13C	13.800	F3	78.4	4.3	50.0	-50.0	0.9920	79.2	0.9985	111.0			64	6
101	BAY13A	13.800	B1	50.2	37.6	50.0	-25.0	1.0000	62.7	0.8007	96.0			61	6
SYST															
102	BAY13B	13.800	B2	48.7	37.5	50.0	-25.0	1.0000	61.5	0.7927	96.0			61	6
108	BAY13C	13.800	B3	48.7	37.5	50.0	-25.0	1.0000	61.5	0.7927	100.0			61	6
142	CANJ13A	13.800	C1	55.2	18.8	29.0	-29.0	0.9920	58.8	0.9468	69.0			64	6
143	CANJ13B	13.800	C2	55.2	18.8	29.0	-29.0	0.9920	58.8	0.9468	69.0			64	6
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	13.1	-0.1	7.4	-7.4	0.9900	13.2	1.0000	14.8			64	6
151	GUALACA13.8	13.800	G1	13.1	-0.1	7.4	-7.4	0.9900	13.2	1.0000	14.8			64	6

302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9375	5.5	0.9223	6.2			64	6
304	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0762	4.8	0.8981	5.7			64	6
304	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0762	4.8	0.8981	5.7			64	6
307	CHAN1 A	13.800	G1	80.4	-8.9	50.0	-50.0	0.9920	81.6	0.9940	118.6			64	6
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.3	0.0	0.0	0.0	1.0782	8.7	1.0000	35.3			64	6
317	MENDRE13.8	13.800	M2	9.3	0.0	0.0	0.0	1.0782	8.7	1.0000	35.3			64	6
323	COCHEA 13.8	13.800	C1	5.6	0.0	0.0	0.0	1.0787	5.2	1.0000	35.3			64	6
323	COCHEA 13.8	13.800	C2	5.6	0.0	0.0	0.0	1.0787	5.2	1.0000	35.3			64	6
340	PEDGALITO13	13.800	P1	21.1	9.4	12.0	-5.0	0.9920	23.3	0.9135	27.0			64	6
342	LORENA13.8	13.800	L1	12.1	-1.2	10.5	-5.0	0.9920	12.2	0.9950	19.9			64	6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G1	22.0	-1.0	9.8	-9.8	0.9920	22.2	0.9990	33.0			64	6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G2	22.0	-1.0	9.8	-9.8	0.9920	22.2	0.9990	33.0			64	6
346	LORENA 13-2	13.800	L2	12.1	-1.2	10.5	-5.0	0.9920	12.2	0.9950	19.9			64	6
350	MACANO 13.8	13.800	G1	3.1	-1.0	1.0	-1.0	1.0716	3.1	0.9521	6.2			64	6
351	PERLAS N13.8	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9760	10.6	0.8753	13.5			64	6
352	PERLAS S13.8	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9760	10.6	0.8753	13.5			64	6
357	BARTOLO13.8	13.800	G1	7.3	2.4	3.7	-3.7	0.9920	7.7	0.9499	8.5			64	6
357	BARTOLO13.8	13.800	G2	7.3	2.4	3.7	-3.7	0.9920	7.7	0.9499	8.5			64	6
364	MENDRE2	13.800	G1	7.6	3.9	3.9	-3.9	0.9810	8.7	0.8911	8.9			64	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G1	8.3	4.4	6.6	-6.6	0.9800	9.6	0.8842	10.9			62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G2	8.3	4.4	6.6	-6.6	0.9800	9.6	0.8842	10.9			62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G3	8.3	4.4	6.6	-6.6	0.9800	9.6	0.8842	10.9			62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G4	8.3	4.4	6.6	-6.6	0.9800	9.6	0.8842	10.9			62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G5	8.3	4.4	6.6	-6.6	0.9800	9.6	0.8842	10.9			62	6
541	TOABRE	0.6000	1	25.2	0.0	0.0	0.0	0.9601	26.2	1.0000	88.9			64	6
703	BJOMIN13A	13.800	G1	25.1	2.9	13.0	-13.0	0.9920	25.5	0.9933	30.5			64	6
704	BJOMIN13B	13.800	G2	25.1	2.9	13.0	-13.0	0.9920	25.5	0.9933	30.5			64	6
705	BAITUN13A	13.800	G1	40.2	-1.8	26.6	-26.6	0.9920	40.5	0.9990	50.6			64	6
706	BAITUN13B	13.800	G2	40.2	-1.8	26.6	-26.6	0.9920	40.5	0.9990	50.6			64	6
720	PLANETA13.8	13.800	G1	4.5	2.0	2.0	-2.0	0.9375	5.3	0.9145	6.2			64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1183.2	310.1	741.2	-545.2				1823.0				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:33
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
129	MIR13D	13.800	G4	16.5	9.2	15.0	0.0	1.0000	18.9	0.8737	44.1			65	7
AREA															

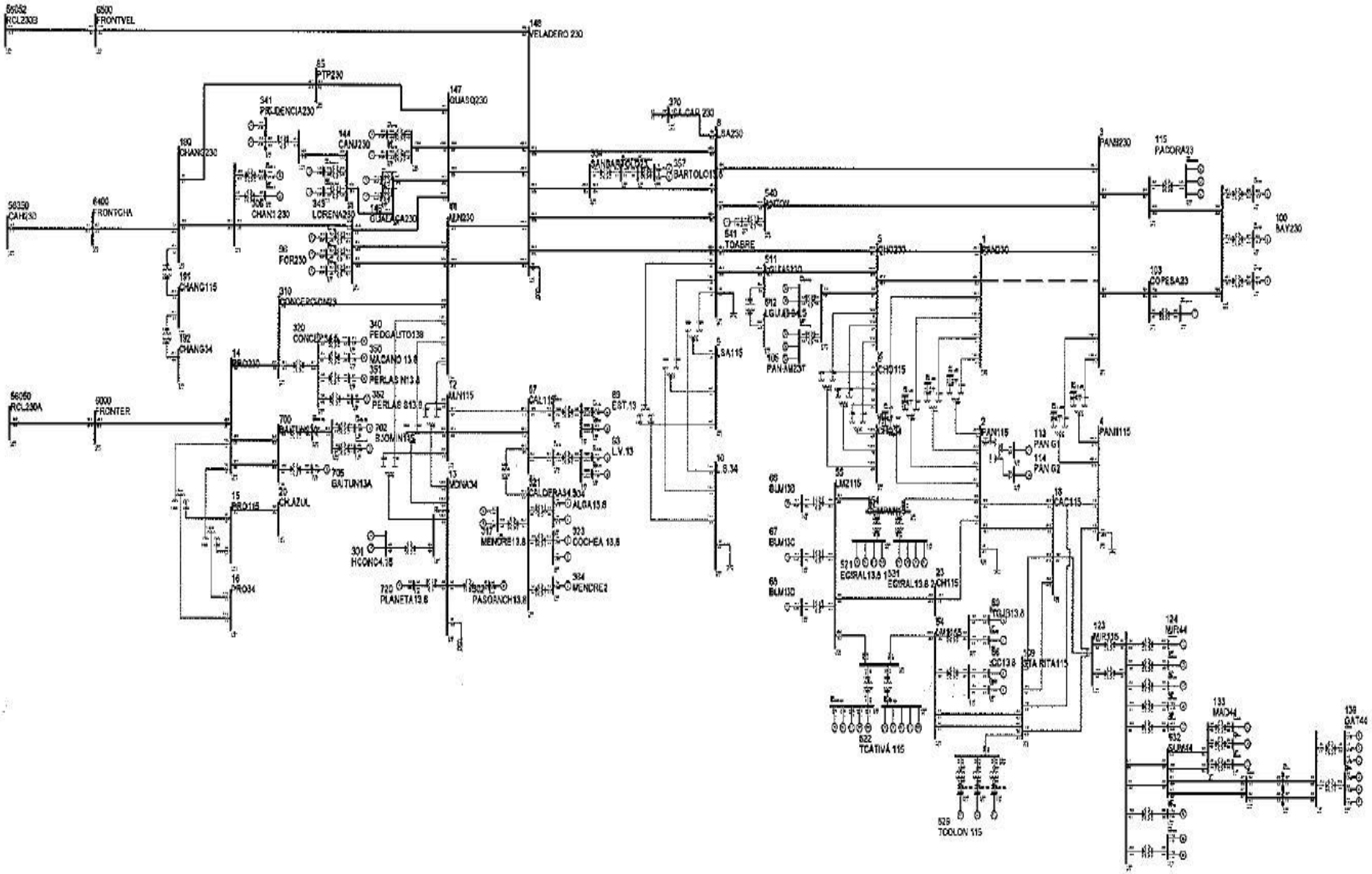
130 MIR13F	13.800 G5	17.2	2.2	8.0	0.0	1.0000	17.3	0.9916	27.7		65	7
140 GAT6A	6.9000 G1	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9999	4.1		65	7
140 GAT6A	6.9000 G2	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9999	4.1		65	7
140 GAT6A	6.9000 G3	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9999	4.1		65	7
141 GAT6B	6.9000 G4	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0000	3.9	0.9835	5.6		65	7
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0000	3.9	0.9835	6.2		65	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0000	3.9	0.9835	6.2		65	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.1	6.8	11.2	6.8	1.0098	18.2	0.9287	23.0		65	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.1	6.8	11.2	6.8	1.0189	18.1	0.9287	23.0		65	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.1	6.8	11.2	6.8	1.0189	18.1	0.9287	23.0		65	7
SUBSYSTEM TOTALS		102.4	29.9	71.5	5.5				171.3			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:35
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	1369.3	1330.8	0.0	0.0	0.0	-5.1	43.6	-10.8
GUATEMAL	198.8	275.1	-198.6	0.0	277.7	1.1	399.0	
2	870.8	855.0	0.0	0.0	0.0	2.1	13.7	0.0
SALVADOR	73.1	224.2	-70.7	0.0	229.1	-26.6	175.4	
3	1238.6	1203.0	0.0	0.0	0.0	1.8	33.8	0.0
HONDURAS	461.6	321.1	-47.3	0.0	294.0	53.9	427.9	
4	532.5	525.2	0.0	0.0	0.0	0.5	6.8	0.0
NICARAGU	33.4	207.6	-57.7	0.0	182.2	-47.0	112.8	
5	1299.3	1280.2	0.0	0.0	0.0	2.4	16.8	0.0
COSTA RI	232.2	520.4	-229.7	0.0	415.2	52.0	304.7	
6	1183.2	1158.8	0.0	0.0	0.0	-61.8	86.2	-49.2
PANAMA	310.1	235.3	-207.5	0.0	429.3	-43.5	755.1	
7	102.4	41.5	0.0	0.0	0.0	60.2	0.7	60.0
ACANAL	29.9	8.4	0.0	0.0	0.0	10.1	11.3	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6596.1	6394.5	0.0	0.0	0.0	0.0	201.6	0.0
	1339.2	1792.0	-811.5	0.0	1827.5	0.0	2186.2	

2.1.3. Contingencia Panamá – Panamá II



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:43
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT PAN-PANII

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0008	230.19	11	M.N230	230.00	6	1.0005	230.11
14	PRO230	230.00	6	1.0104	232.40	85	PTP230	230.00	6	1.0054	231.23
96	FOR230	230.00	6	1.0019	230.43	100	BAY230	230.00	6	1.0263	236.05
103	COPESA23	230.00	6	1.0051	231.18	115	PACORA23	230.00	6	1.0077	231.77
146	GUALACA230	230.00	6	1.0037	230.86	190	CHANG230	230.00	6	1.0133	233.05
306	CHAN1 230	230.00	6	1.0116	232.68	310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0083	231.91
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0100	232.31	345	LORENA230	230.00	6	1.0077	231.77
540	ANTON	230.00	6	1.0113	232.60	700	BAITUN230	230.00	6	1.0099	232.28
6000	FRONTER	230.00	6	1.0115	232.63	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0153	233.51
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0133	233.06						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9887	227.41	5	CHO230	230.00	6	0.9845	226.44
8	LSA230	230.00	6	0.9966	229.22	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9845	226.44
144	CANJ230	230.00	6	0.9997	229.93	147	GUASQ230	230.00	6	0.9996	229.91
148	VELADERO 230	230.00	6	0.9949	228.84	354	SANBARTOLO23	230.00	6	0.9937	228.55
370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9966	229.22	511	LGUIAS230	230.00	6	0.9867	226.95

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:43
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT PAN-PANII

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0193	117.22	9	LSA115	115.00	6	1.0424	119.87
15	PRO115	115.00	6	1.0123	116.41	19	C.V115	115.00	6	1.0037	115.42
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0130	116.50	52	TOC115	115.00	6	1.0167	116.92
54	LM1115	115.00	6	1.0152	116.74	55	LM2115	115.00	6	1.0161	116.85
61	FFIELD	115.00	6	1.0121	116.39	87	CAL115	115.00	6	1.0173	116.99
88	EST115	115.00	6	1.0211	117.43	92	L.V115	115.00	6	1.0188	117.16

109	STA RITA115	115.00	6	1.0136	116.57	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0083	115.95
191	CHANG115	115.00	6	1.0089	116.02	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0158	116.81
529	TCOLON 115	115.00	6	1.0137	116.57						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9924	114.13	6	CHO115	115.00	6	0.9853	113.31
12	M.N115	115.00	6	0.9998	114.98	18	CAC115	115.00	6	0.9923	114.11
21	C.BAN115	115.00	6	0.9859	113.38	23	CH115	115.00	6	0.9937	114.27
26	LOC115	115.00	6	0.9863	113.42	30	MAR115	115.00	6	0.9840	113.16
33	STM115	115.00	6	0.9906	113.92	37	SAN115	115.00	6	0.9862	113.42
48	TINAJ115	115.00	6	0.9901	113.86	50	M.O115	115.00	6	0.9902	113.87
123	MIR115	115.00	7	0.9990	114.88	701	BAITUN115	115.00	6	0.9906	113.92
702	BJOMIN115	115.00	6	0.9928	114.18						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:43
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT PAN-PANII

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	16.2	25.0	0.0	1.0000	41.3	0.9202	47.0			62	6
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	16.2	25.0	0.0	1.0000	41.3	0.9202	47.0			62	6
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	16.8	25.0	0.0	1.0000	41.6	0.9143	47.0			62	6
90	EST-13L	13.800	E1	22.0	6.7	12.0	-5.0	0.9920	23.2	0.9563	27.0			64	6
91	EST-13T	13.800	E2	22.0	6.7	12.0	-5.0	0.9920	23.2	0.9563	27.0			64	6
94	LV-13.8L	13.800	L1	23.2	7.5	12.0	-5.0	0.9920	24.6	0.9515	27.0			64	6
95	LV-13.8T	13.800	L2	23.2	7.5	12.0	-5.0	0.9920	24.6	0.9515	27.0			64	6
97	FOR13A	13.800	F1	78.0	-5.5	50.0	-50.0	0.9920	78.8	0.9975	111.0			64	6
98	FOR13B	13.800	F2	78.0	-5.5	50.0	-50.0	0.9920	78.8	0.9975	111.0			64	6
99	FOR13C	13.800	F3	78.0	-5.5	50.0	-50.0	0.9920	78.8	0.9975	111.0			64	6
101	BAY13A	13.800	B1	49.9	19.3	50.0	-25.0	1.0000	53.5	0.9328	96.0			61	6
SYST															
102	BAY13B	13.800	B2	48.4	19.2	50.0	-25.0	1.0000	52.1	0.9297	96.0			61	6
108	BAY13C	13.800	B3	48.4	19.2	50.0	-25.0	1.0000	52.1	0.9297	100.0			61	6
142	CANJ13A	13.800	C1	55.0	16.6	29.0	-29.0	0.9920	57.9	0.9574	69.0			64	6
143	CANJ13B	13.800	C2	55.0	16.6	29.0	-29.0	0.9920	57.9	0.9574	69.0			64	6
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	13.0	-3.1	7.4	-7.4	0.9900	13.5	0.9734	14.8			64	6

151	GUALACA13.8	13.800	G1	13.0	-3.1	7.4	-7.4	0.9900	13.5	0.9734	14.8		64	6
302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9515	5.4	0.9217	6.2		64	6
304	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0829	4.7	0.8981	5.7		64	6
304	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0829	4.7	0.8981	5.7		64	6
307	CHAN1 A	13.800	G1	80.0	-15.4	50.0	-50.0	0.9920	82.2	0.9819	118.6		64	6
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.2	0.0	0.0	0.0	1.0850	8.5	1.0000	35.3		64	6
317	MENDRE13.8	13.800	M2	9.2	0.0	0.0	0.0	1.0850	8.5	1.0000	35.3		64	6
323	COCHEA 13.8	13.800	C1	5.5	0.0	0.0	0.0	1.0854	5.1	1.0000	35.3		64	6
323	COCHEA 13.8	13.800	C2	5.5	0.0	0.0	0.0	1.0854	5.1	1.0000	35.3		64	6
340	PEDGALITO138	13.800	P1	21.0	6.5	12.0	-5.0	0.9920	22.2	0.9549	27.0		64	6
342	LORENA13.8	13.800	L1	12.0	-5.0	10.5	-5.0	0.9920	13.1	0.9236	19.9		64	6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G1	21.8	-4.1	9.8	-9.8	0.9920	22.4	0.9832	33.0		64	6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G2	21.8	-4.1	9.8	-9.8	0.9920	22.4	0.9832	33.0		64	6
346	LORENA 13-2	13.800	L2	12.0	-5.0	10.5	-5.0	0.9920	13.1	0.9236	19.9		64	6
350	MACANO 13.8	13.800	G1	3.1	-1.0	1.0	-1.0	1.0783	3.0	0.9515	6.2		64	6
351	PERLAS N13.8	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9821	10.5	0.8742	13.5		64	6
352	PERLAS S13.8	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9821	10.5	0.8742	13.5		64	6
357	BARTOLO13.8	13.800	G1	7.2	0.4	3.7	-3.7	0.9920	7.3	0.9982	8.5		64	6
357	BARTOLO13.8	13.800	G2	7.2	0.4	3.7	-3.7	0.9920	7.3	0.9982	8.5		64	6
364	MENDRE2	13.800	G1	7.6	3.9	3.9	-3.9	0.9871	8.6	0.8911	8.9		64	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G1	8.3	1.8	6.6	-6.6	0.9800	8.6	0.9764	10.9		62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G2	8.3	1.8	6.6	-6.6	0.9800	8.6	0.9764	10.9		62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G3	8.3	1.8	6.6	-6.6	0.9800	8.6	0.9764	10.9		62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G4	8.3	1.8	6.6	-6.6	0.9800	8.6	0.9764	10.9		62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G5	8.3	1.8	6.6	-6.6	0.9800	8.6	0.9764	10.9		62	6
541	TOABRE	0.6000	1	25.0	0.0	0.0	0.0	1.0124	24.7	1.0000	88.9		64	6
703	BJOMIN13A	13.800	G1	25.0	2.1	13.0	-13.0	0.9920	25.3	0.9966	30.5		64	6
704	BJOMIN13B	13.800	G2	25.0	2.1	13.0	-13.0	0.9920	25.3	0.9966	30.5		64	6
705	BAITUN13A	13.800	G1	40.0	-6.0	26.6	-26.6	0.9920	40.8	0.9890	50.6		64	6
706	BAITUN13B	13.800	G2	40.0	-6.0	26.6	-26.6	0.9920	40.8	0.9890	50.6		64	6
720	PLANETA13.8	13.800	G1	4.5	2.0	2.0	-2.0	0.9515	5.2	0.9145	6.2		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1177.4	133.3	741.2	-545.2				1823.0			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:43
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT PAN-PANII

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA

SWING

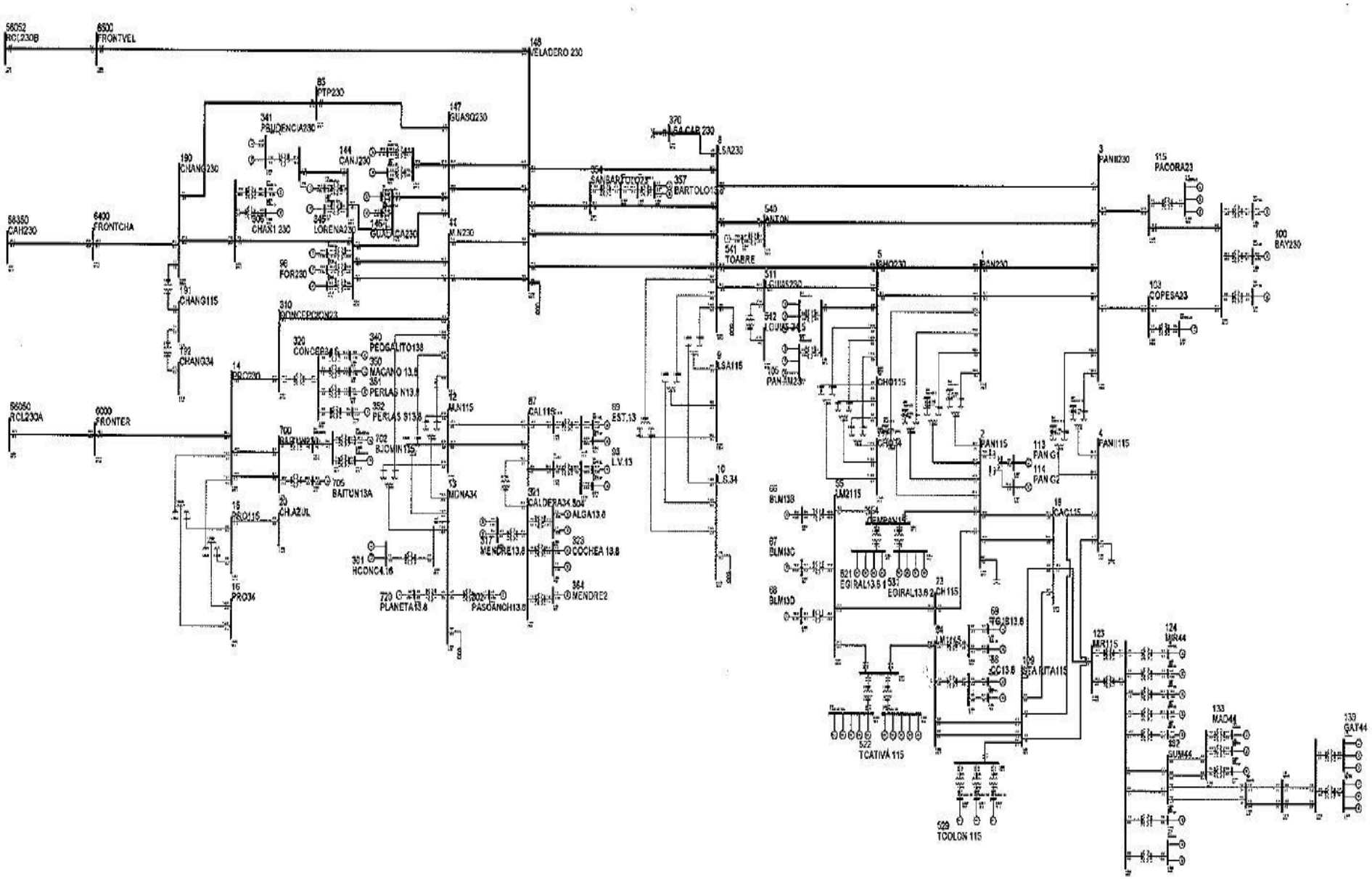
129 MIR13D	13.800 G4	16.4	2.3	15.0	0.0	1.0000	16.5	0.9899	44.1		65	7
AREA												
130 MIR13F	13.800 G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0122	16.9	1.0000	27.7		65	7
140 GAT6A	6.9000 G1	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9471	4.1		65	7
140 GAT6A	6.9000 G2	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9471	4.1		65	7
140 GAT6A	6.9000 G3	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9471	4.1		65	7
141 GAT6B	6.9000 G4	3.9	-1.4	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9401	5.6		65	7
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-1.4	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9401	6.2		65	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-1.4	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9401	6.2		65	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0266	17.8	0.9281	23.0		65	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0357	17.7	0.9281	23.0		65	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0357	17.7	0.9281	23.0		65	7
SUBSYSTEM TOTALS		101.9	16.6	71.5	5.5				171.3			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:45
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT PAN-PANII IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	1363.7	1330.8	0.0	0.0	0.0	-10.5	43.4	-10.8
GUATEMAL	198.2	275.1	-198.7	0.0	277.8	1.9	397.7	
2	868.9	855.0	0.0	0.0	0.0	0.1	13.7	0.0
SALVADOR	72.9	224.2	-70.8	0.0	229.1	-26.3	175.0	
3	1236.9	1203.0	0.0	0.0	0.0	0.1	33.8	0.0
HONDURAS	461.3	321.1	-47.3	0.0	294.0	54.1	427.6	
4	531.9	525.2	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	0.0
NICARAGU	32.9	207.6	-57.8	0.0	182.3	-47.0	112.3	
5	1296.5	1280.2	0.0	0.0	0.0	-0.1	16.5	0.0
COSTA RI	218.6	520.4	-230.3	0.0	416.9	44.6	300.7	
6	1177.4	1158.8	0.0	0.0	0.0	-49.4	68.0	-49.2
PANAMA	133.3	235.3	-225.6	0.0	489.8	-25.3	638.6	
7	101.9	41.5	0.0	0.0	0.0	59.8	0.6	60.0
ACANAL	16.6	8.4	0.0	0.0	0.0	-2.1	10.3	

10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6577.2	6394.5	0.0	0.0	0.0	0.0	182.7	0.0
	1133.8	1792.0	-830.5	0.0	1889.9	0.0	2062.2	

2.2 Demanda Mínima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:59
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.N230	230.00	6	1.0125	232.86	14	PRO230	230.00	6	1.0234	235.37
85	PTP230	230.00	6	1.0177	234.06	96	FOR230	230.00	6	1.0128	232.94
100	BAY230	230.00	6	1.0198	234.55	103	COPESA23	230.00	6	1.0026	230.59
115	PACORA23	230.00	6	1.0049	231.13	144	CANJ230	230.00	6	1.0132	233.03
146	GUALACA230	230.00	6	1.0148	233.41	147	GUASQ230	230.00	6	1.0131	233.02
148	VELADERO 230	230.00	6	1.0090	232.07	190	CHANG230	230.00	6	1.0215	234.95
306	CHAN1 230	230.00	6	1.0203	234.66	310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0207	234.76
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0176	234.04	345	LORENA230	230.00	6	1.0166	233.82
354	SANBARTOLO23	230.00	6	1.0069	231.58	540	ANTON	230.00	6	1.0155	233.57
700	BAITUN230	230.00	6	1.0231	235.32	6000	FRONTER	230.00	6	1.0241	235.55
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0224	235.15	6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0264	236.07

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9945	228.74	3	PANII230	230.00	6	0.9989	229.75
5	CHO230	230.00	6	0.9955	228.96	8	LSA230	230.00	6	0.9992	229.82
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9955	228.96	370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9992	229.82
511	LGUIAS230	230.00	6	0.9982	229.58						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:59
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0009	115.11	9	LSA115	115.00	6	1.0472	120.43
12	M.N115	115.00	6	1.0129	116.49	15	PRO115	115.00	6	1.0252	117.90
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0259	117.98	54	LM1115	115.00	6	1.0064	115.73
55	LM2115	115.00	6	1.0072	115.82	61	FFIELD	115.00	6	1.0046	115.53
87	CAL115	115.00	6	1.0215	117.47	88	EST115	115.00	6	1.0231	117.66
92	L.V115	115.00	6	1.0221	117.54	109	STA RITA115	115.00	6	1.0045	115.52
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0016	115.18	191	CHANG115	115.00	6	1.0178	117.05
522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0068	115.78	529	TCOLON 115	115.00	6	1.0045	115.52
701	BAITUN115	115.00	6	1.0118	116.35	702	BJOMIN115	115.00	6	1.0124	116.43

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9899	113.84	6	CHO115	115.00	6	0.9962	114.56
18	CAC115	115.00	6	0.9897	113.82	19	C.V115	115.00	6	0.9918	114.06
21	C.BAN115	115.00	6	0.9841	113.17	23	CH115	115.00	6	0.9908	113.95
26	LOC115	115.00	6	0.9846	113.23	30	MAR115	115.00	6	0.9834	113.09
33	STM115	115.00	6	0.9885	113.68	37	SAN115	115.00	6	0.9838	113.13
48	TINAJ115	115.00	6	0.9882	113.64	50	M.O115	115.00	6	0.9883	113.66
52	TOC115	115.00	6	0.9989	114.87	123	MIR115	115.00	7	0.9942	114.33

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:59
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE
66	BLM13B	13.800	V2	30.0	14.8	25.0	0.0	0.9900	33.8	0.8973	47.0			62
67	BLM13C	13.800	V3	30.0	14.8	25.0	0.0	0.9900	33.8	0.8973	47.0			62
68	BLM13D	13.800	V4	30.0	15.4	25.0	0.0	0.9900	34.1	0.8894	47.0			62
90	EST-13L	13.800	E1	18.0	5.5	12.0	-5.0	0.9900	19.0	0.9565	27.0			64
94	LV-13.8L	13.800	L1	20.0	5.9	12.0	-5.0	0.9900	21.1	0.9588	27.0			64
97	FOR13A	13.800	F1	74.4	-17.5	50.0	-50.0	0.9900	77.2	0.9735	111.0			64
98	FOR13B	13.800	F2	74.4	-17.5	50.0	-50.0	0.9900	77.2	0.9735	111.0			64
101	BAY13A	13.800	B1	43.1	23.7	50.0	-25.0	1.0000	49.2	0.8761	96.0			61
102	BAY13B	13.800	B2	43.1	23.7	50.0	-25.0	1.0000	49.2	0.8761	96.0			61
142	CANJ13A	13.800	C1	57.0	16.4	29.0	-29.0	1.0000	59.3	0.9611	69.0			64
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	11.0	-5.9	7.4	-7.4	0.9900	12.6	0.8810	14.8			64
302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9545	5.4	0.9216	6.2			64

6 SYST

```
    304 ALGA13.8    13.800 A1     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.0875     4.7  0.8981     5.7                      64
6
    304 ALGA13.8    13.800 A2     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.0875     4.7  0.8981     5.7                      64
6
    307 CHAN1 A     13.800 G1    85.0   -15.8    50.0   -50.0 1.0000    86.5  0.9831   118.6                      64
6
    317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.2     0.0     0.0     0.0 1.0896     8.5  1.0000    35.3                      64
6
    317 MENDRE13.8  13.800 M2     9.2     0.0     0.0     0.0 1.0896     8.5  1.0000    35.3                      64
6
    323 COCHEA 13.8 13.800 C1     5.5     0.0     0.0     0.0 1.0901     5.0  1.0000    35.3                      64
6
    323 COCHEA 13.8 13.800 C2     5.5     0.0     0.0     0.0 1.0901     5.0  1.0000    35.3                      64
6
    340 PEDGALITO13813.800 P1    18.0     5.3    12.0    -5.0 1.0000    18.8  0.9587    27.0                      64
6
    342 LORENA13.8  13.800 L1    12.0    -5.0    10.5    -5.0 1.0010    13.0  0.9228    19.9                      64
6
    343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    21.0    -9.3     9.8    -9.8 1.0000    23.0  0.9150    33.0                      64
6
    350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0897     3.0  0.9514     6.2                      64
6
    351 PERLAS N13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9924    10.4  0.8742    13.5                      64
6
    352 PERLAS S13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9924    10.4  0.8742    13.5                      64
6
    357 BARTOLO13.8 13.800 G1     6.0     0.0     3.7    -3.7 1.0000     6.0  1.0000     8.5                      64
6
    357 BARTOLO13.8 13.800 G2     6.0     0.0     3.7    -3.7 1.0000     6.0  1.0000     8.5                      64
6
    364 MENDRE2     13.800 G1     7.6     3.9     3.9    -3.9 0.9913     8.6  0.8911     8.9                      64
6
    541 TOABRE      0.6000 1     25.0     0.0     0.0     0.0 1.0166    24.6  1.0000    88.9                      64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    26.6     0.6    13.0   -13.0 1.0000    26.6  0.9997    30.5                      64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    40.8    -8.3    26.6   -26.6 1.0000    41.7  0.9799    50.6                      64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     4.5     2.0     2.0    -2.0 0.9545     5.2  0.9145     6.2                      64
6
 SUBSYSTEM TOTALS              748.0    59.3   488.1  -336.6                      1285.5

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  13:59
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
```

AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

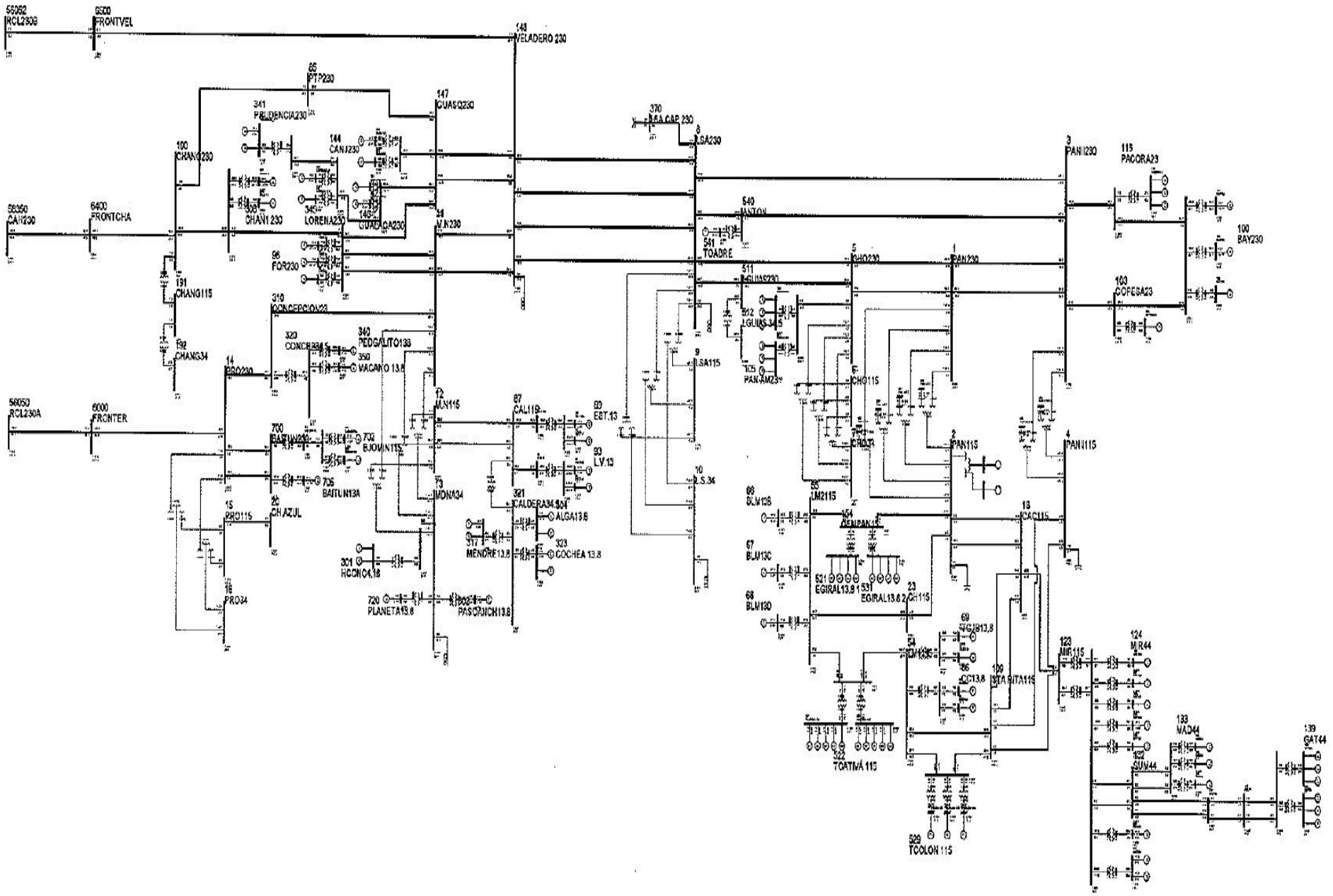
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE
AREA SWING														
127	MIR13B	12.000	G2	8.0	0.0	5.0	0.0	1.0569	7.6	1.0000	13.5			65
7														
128	MIR13C	12.000	G3	20.0	4.6	11.0	0.0	1.0000	20.5	0.9747	29.4			65
7														
129	MIR13D	13.800	G4	26.0	6.5	15.0	0.0	1.0000	26.8	0.9704	44.1			65
7	AREA													
130	MIR13F	13.800	G5	16.3	0.5	8.0	0.0	1.0000	16.3	0.9996	27.7			65
7														
SUBSYSTEM TOTALS				70.3	11.5	39.0	0.0				114.7			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 13:59
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO IN MW/MVAR

X-- AREA	--X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1		1231.8	1330.8	0.0	0.0	0.0	-142.1	43.1	-141.0
GUATEMAL		206.8	275.1	-197.6	0.0	276.6	23.9	382.2	
2		872.0	855.0	0.0	0.0	0.0	0.3	16.7	0.0
SALVADOR		87.9	224.2	-70.5	0.0	228.0	-27.9	190.1	
3		1238.6	1203.0	0.0	0.0	0.0	0.2	35.5	0.0
HONDURAS		476.3	321.1	-47.1	0.0	292.6	52.8	442.2	
4		534.2	525.2	0.0	0.0	0.0	0.3	8.7	0.0
NICARAGU		46.3	207.6	-57.4	0.0	181.1	-49.3	126.6	
5		1301.1	1280.2	0.0	0.0	0.0	1.7	19.3	0.0
COSTA RI		212.3	520.4	-230.1	0.0	417.6	33.6	306.1	
6		748.0	637.6	0.0	0.0	0.0	93.1	17.3	94.0
PANAMA		59.3	231.4	142.3	0.0	499.1	-28.2	212.9	
7		70.3	22.8	0.0	0.0	0.0	46.5	1.0	47.0
ACANAL		11.5	8.3	0.0	0.0	0.0	-4.8	8.0	
10		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	5996.1	5854.6	0.0	0.0	0.0	0.0	141.4	0.0
	1100.5	1788.0	-460.4	0.0	1895.1	0.0	1668.0	

2.3 Demanda Máxima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:13
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0040	230.92	11	M.N230	230.00	6	1.0042	230.97
14	PRO230	230.00	6	1.0138	233.18	85	PTP230	230.00	6	1.0071	231.64
96	FOR230	230.00	6	1.0031	230.72	100	BAY230	230.00	6	1.0282	236.49
103	COPESA23	230.00	6	1.0081	231.86	115	PACORA23	230.00	6	1.0115	232.65
144	CANJ230	230.00	6	1.0020	230.46	146	GUALACA230	230.00	6	1.0071	231.63
147	GUASQ230	230.00	6	1.0020	230.46	190	CHANG230	230.00	6	1.0137	233.14
306	CHAN1 230	230.00	6	1.0116	232.67	310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0106	232.44
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0153	233.52	345	LORENA230	230.00	6	1.0124	232.85
540	ANTON	230.00	6	1.0111	232.56	700	BAITUN230	230.00	6	1.0138	233.16
6000	FRONTER	230.00	6	1.0149	233.42	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0157	233.62
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0171	233.94						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9977	229.47	5	CHO230	230.00	6	0.9919	228.13
8	LSA230	230.00	6	0.9898	227.66	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9919	228.13
148	VELADERO 230	230.00	6	0.9994	229.85	370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9898	227.66
511	LGUIAS230	230.00	6	0.9876	227.14						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:13
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0004	115.05	4	PANII115	115.00	6	1.0220	117.53
9	LSA115	115.00	6	1.0359	119.13	15	PRO115	115.00	6	1.0157	116.80
18	CAC115	115.00	6	1.0002	115.03	19	C.V115	115.00	6	1.0077	115.88
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0164	116.89	23	CH115	115.00	6	1.0030	115.35
52	TOC115	115.00	6	1.0193	117.21	54	LM1115	115.00	6	1.0267	118.07
55	LM2115	115.00	6	1.0279	118.21	61	FFIELD	115.00	6	1.0235	117.70
87	CAL115	115.00	6	1.0088	116.01	88	EST115	115.00	6	1.0121	116.40
92	L.V115	115.00	6	1.0101	116.16	109	STA RITA115	115.00	6	1.0238	117.74
123	MIR115	115.00	7	1.0062	115.72	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0253	117.91

191	CHANG115	115.00	6	1.0092	116.05	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0276	118.17	
529	TCOLON 115	115.00	6	1.0253	117.91							

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6	CHO115	115.00	6	0.9927	114.16	12	M.N115	115.00	6	0.9951	114.43
21	C.BAN115	115.00	6	0.9931	114.20	26	LOC115	115.00	6	0.9936	114.26
30	MAR115	115.00	6	0.9916	114.03	33	STM115	115.00	6	0.9985	114.83
37	SAN115	115.00	6	0.9931	114.20	48	TINAJ115	115.00	6	0.9980	114.77
50	M.O115	115.00	6	0.9982	114.79	701	BAITUN115	115.00	6	0.9946	114.38
702	BJOMIN115	115.00	6	0.9973	114.69						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:13
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	11.1	25.0	0.0	1.0000	39.6	0.9599	47.0			62	6	
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	11.1	25.0	0.0	1.0000	39.6	0.9599	47.0			62	6	
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	11.5	25.0	0.0	1.0000	39.7	0.9571	47.0			62	6	
90	EST-13L	13.800	E1	21.8	5.6	12.0	-5.0	0.9800	23.0	0.9683	27.0			64	6	
91	EST-13T	13.800	E2	21.8	5.6	12.0	-5.0	0.9800	23.0	0.9683	27.0			64	6	
94	LV-13.8L	13.800	L1	24.7	6.4	12.0	-5.0	0.9800	26.0	0.9675	27.0			64	6	
95	LV-13.8T	13.800	L2	24.7	6.4	12.0	-5.0	0.9800	26.0	0.9675	27.0			64	6	
97	FOR13A	13.800	F1	82.0	-16.8	50.0	-50.0	0.9800	85.4	0.9796	111.0			64	6	
98	FOR13B	13.800	F2	82.0	-16.8	50.0	-50.0	0.9800	85.4	0.9796	111.0			64	6	
101	BAY13A	13.800	B1	42.2	17.4	50.0	-25.0	1.0000	45.6	0.9246	96.0			61	6	SYST
102	BAY13B	13.800	B2	42.2	17.4	50.0	-25.0	1.0000	45.6	0.9245	96.0			61	6	

108	BAY13C	13.800	B3	42.2	17.4	50.0	-25.0	1.0000	45.6	0.9245	100.0	61
6												
116	PACORA13	13.800	P1	17.5	0.0	8.8	0.0	1.0007	17.5	1.0000	21.7	61
6												
116	PACORA13	13.800	P2	17.5	0.0	8.8	0.0	1.0007	17.5	1.0000	21.7	61
6												
116	PACORA13	13.800	P3	17.5	0.0	8.8	0.0	1.0007	17.5	1.0000	21.7	61
6												
142	CANJ13A	13.800	C1	55.0	14.3	29.0	-29.0	0.9800	58.0	0.9677	69.0	64
6												
143	CANJ13B	13.800	C2	55.0	14.3	29.0	-29.0	0.9800	58.0	0.9677	69.0	64
6												
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	13.1	-3.9	7.4	-7.4	0.9900	13.8	0.9585	14.8	64
6												
151	GUALACA13.8	13.800	G1	13.1	-3.9	7.4	-7.4	0.9900	13.8	0.9585	14.8	64
6												
302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.6	2.0	2.0	-2.0	0.9638	5.2	0.9180	6.2	64
6												
304	ALGA13.8	13.800	A1	4.7	-2.3	2.3	-2.3	1.0651	4.9	0.9019	5.7	64
6												
304	ALGA13.8	13.800	A2	4.7	-2.3	2.3	-2.3	1.0651	4.9	0.9019	5.7	64
6												
307	CHAN1 A	13.800	G1	60.0	-18.7	50.0	-50.0	0.9900	63.5	0.9546	118.6	64
6												
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.4	0.0	0.0	0.0	1.0672	8.8	1.0000	35.3	64
6												
317	MENDRE13.8	13.800	M2	9.4	0.0	0.0	0.0	1.0672	8.8	1.0000	35.3	64
6												
323	COCHEA 13.8	13.800	C1	5.9	0.0	0.0	0.0	1.0676	5.6	1.0000	35.3	64
6												
323	COCHEA 13.8	13.800	C2	5.9	0.0	0.0	0.0	1.0676	5.6	1.0000	35.3	64
6												
340	PEDGALITO138	13.800	P1	22.8	7.3	12.0	-5.0	0.9800	24.4	0.9522	27.0	64
6												
342	LORENA13.8	13.800	L1	16.0	-3.7	10.5	-5.0	1.0000	16.4	0.9737	19.9	64
6												
343	PRUDENCIA_1	13.800	G1	26.6	-2.9	9.8	-9.8	1.0000	26.8	0.9939	33.0	64
6												
343	PRUDENCIA_1	13.800	G2	26.6	-2.9	9.8	-9.8	1.0000	26.8	0.9939	33.0	64
6												
346	LORENA 13-2	13.800	L2	16.0	-3.7	10.5	-5.0	1.0000	16.4	0.9737	19.9	64
6												
350	MACANO 13.8	13.800	G1	3.1	-1.0	1.0	-1.0	1.0633	3.1	0.9514	6.2	64
6												
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G1	8.3	2.9	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9423	10.9	62
6												

```
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.3     2.9     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9423    10.9                      62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.3     2.9     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9423    10.9                      62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.3     2.9     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9423    10.9                      62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G5     8.3     2.9     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9423    10.9                      62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G0     8.3     2.9     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9423    10.9                      62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.3     2.9     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9423    10.9                      62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.3     2.9     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9423    10.9                      62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.3     2.9     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9423    10.9                      62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G9     8.3     2.9     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9423    10.9                      62
6
    531 EGIRAL13.8 213.800 G5     8.2     3.0     6.4     3.0 1.0000     8.7  0.9380    10.9                      62
6
    531 EGIRAL13.8 213.800 G6     8.2     3.0     6.4     3.0 1.0000     8.7  0.9380    10.9                      62
6
    531 EGIRAL13.8 213.800 G7     8.2     3.0     6.4     3.0 1.0000     8.7  0.9380    10.9                      62
6
    531 EGIRAL13.8 213.800 G8     8.2     3.0     6.4     3.0 1.0000     8.7  0.9380    10.9                      62
6
    541 TOABRE      0.6000 1     30.0     0.0     0.0     0.0 1.0124    29.6  1.0000    88.9                      64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    26.6     2.9    13.0   -13.0 1.0000    26.8  0.9943    30.5                      64
6
    704 BJOMIN13B   13.800 G2    26.6     2.9    13.0   -13.0 1.0000    26.8  0.9943    30.5                      64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    40.9    -4.2    26.6   -26.6 1.0000    41.1  0.9948    50.6                      64
6
    706 BAITUN13B   13.800 G2    40.9    -4.2    26.6   -26.6 1.0000    41.1  0.9948    50.6                      64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     3.6     2.0     2.0    -2.0 0.9638     4.3  0.8730     6.2                      64
6
 SUBSYSTEM TOTALS              1185.8   109.8   754.8  -494.8                       1822.5

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  14:13
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO
```

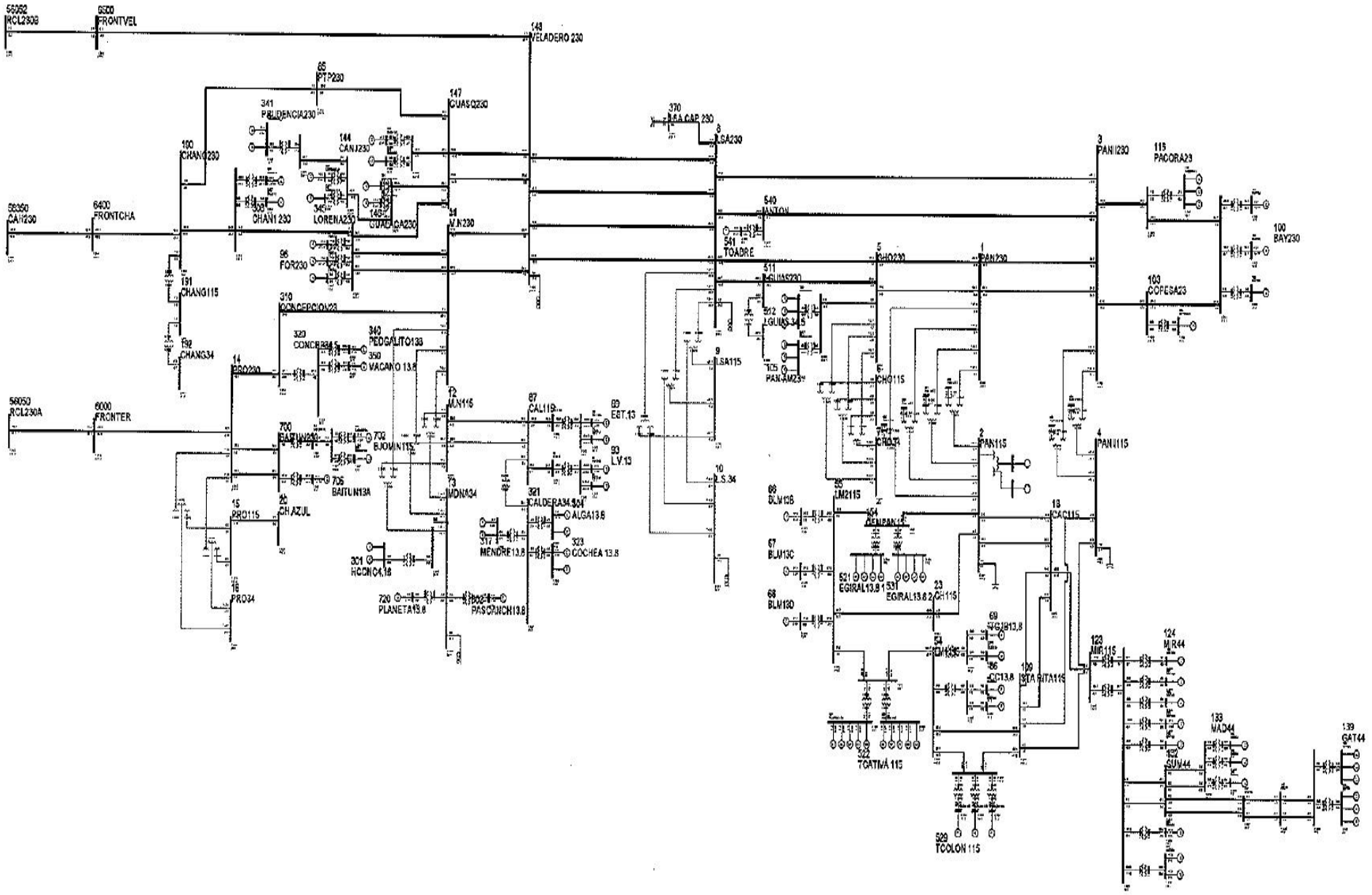
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE
AREA SWING														
129	MIR13D	13.800	G4	18.2	0.5	15.0	0.0	1.0000	18.2	0.9996	44.1			65
7 AREA														
130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0161	16.8	1.0000	27.7			65
7														
140	GAT6A	6.9000	G1	1.9	-0.9	2.0	-2.0	1.0000	2.2	0.8978	4.1			65
7														
140	GAT6A	6.9000	G2	1.9	-0.9	2.0	-2.0	1.0000	2.2	0.8978	4.1			65
7														
140	GAT6A	6.9000	G3	1.9	-0.9	2.0	-2.0	1.0000	2.2	0.8978	4.1			65
7														
141	GAT6B	6.9000	G4	3.9	-1.7	3.0	-3.0	1.0000	4.2	0.9154	5.6			65
7														
141	GAT6B	6.9000	G5	3.9	-1.7	3.0	-3.0	1.0000	4.2	0.9154	6.2			65
7														
141	GAT6B	6.9000	G6	3.9	-1.7	3.0	-3.0	1.0000	4.2	0.9154	6.2			65
7														
170	MIR13G	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0305	17.8	0.9281	23.0			65
7														
171	MIR13H	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0396	17.6	0.9281	23.0			65
7														
171	MIR13H	13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0396	17.6	0.9281	23.0			65
7														
SUBSYSTEM TOTALS				103.7	13.0	71.5	5.5				171.3			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:13
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	1364.0	1330.8	0.0	0.0	0.0	-10.3	43.5	-9.7
GUATEMAL	198.3	275.1	-198.8	0.0	277.8	1.8	398.0	
2	868.7	855.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.7	0.0
SALVADOR	73.0	224.2	-70.8	0.0	229.1	-26.3	174.9	
3	1236.8	1203.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0
HONDURAS	461.3	321.1	-47.3	0.0	294.0	54.1	427.6	
4	532.0	525.2	0.0	0.0	0.0	0.1	6.7	0.0
NICARAGU	32.8	207.6	-57.8	0.0	182.3	-47.0	112.3	
5	1296.9	1280.2	0.0	0.0	0.0	0.4	16.4	0.0
COSTA RI	216.3	520.4	-230.3	0.0	417.3	43.4	300.2	
6	1185.8	1183.9	0.0	0.0	0.0	-50.8	52.7	-50.3
PANAMA	109.8	240.4	-143.3	0.0	493.8	-19.9	526.4	
7	103.7	42.4	0.0	0.0	0.0	60.6	0.6	60.0
ACANAL	13.0	8.6	0.0	0.0	0.0	-6.1	10.5	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6587.8	6420.5	0.0	0.0	0.0	0.0	167.3	0.0
	1104.6	1797.3	-748.3	0.0	1894.3	0.0	1949.9	

2.4 Demanda Mínima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:18
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
8	LSA230	230.00	6	1.0013	230.29	11	M.N230	230.00	6	1.0076	231.74
14	PRO230	230.00	6	1.0174	234.00	85	PTP230	230.00	6	1.0121	232.79
96	FOR230	230.00	6	1.0073	231.69	100	BAY230	230.00	6	1.0142	233.27
103	COPESA23	230.00	6	1.0021	230.48	115	PACORA23	230.00	6	1.0036	230.83
144	CANJ230	230.00	6	1.0089	232.04	146	GUALACA230	230.00	6	1.0111	232.55
147	GUASQ230	230.00	6	1.0089	232.04	148	VELADERO 230	230.00	6	1.0081	231.86
190	CHANG230	230.00	6	1.0136	233.13	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0108	232.47
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0140	233.22	341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0147	233.39
345	LORENA230	230.00	6	1.0135	233.10	370	LSA CAP 230	230.00	6	1.0013	230.29
511	LGUIAS230	230.00	6	1.0008	230.19	540	ANTON	230.00	6	1.0172	233.96
700	BAITUN230	230.00	6	1.0169	233.88	6000	FRONTER	230.00	6	1.0187	234.30
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0152	233.49	6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0227	235.23

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9957	229.01	3	PANII230	230.00	6	0.9994	229.86
5	CHO230	230.00	6	0.9975	229.41	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9975	229.41

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:18
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
8	LSA230	230.00	6	1.0013	230.29	11	M.N230	230.00	6	1.0076	231.74
14	PRO230	230.00	6	1.0174	234.00	85	PTP230	230.00	6	1.0121	232.79
96	FOR230	230.00	6	1.0073	231.69	100	BAY230	230.00	6	1.0142	233.27
103	COPESA23	230.00	6	1.0021	230.48	115	PACORA23	230.00	6	1.0036	230.83
144	CANJ230	230.00	6	1.0089	232.04	146	GUALACA230	230.00	6	1.0111	232.55
147	GUASQ230	230.00	6	1.0089	232.04	148	VELADERO 230	230.00	6	1.0081	231.86
190	CHANG230	230.00	6	1.0136	233.13	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0108	232.47
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0140	233.22	341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0147	233.39
345	LORENA230	230.00	6	1.0135	233.10	370	LSA CAP 230	230.00	6	1.0013	230.29
511	LGUIAS230	230.00	6	1.0008	230.19	540	ANTON	230.00	6	1.0172	233.96

700	BAITUN230	230.00	6	1.0169	233.88	6000	FRONTER	230.00	6	1.0187	234.30
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0152	233.49	6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0227	235.23

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9957	229.01	3	PANII230	230.00	6	0.9994	229.86
5	CHO230	230.00	6	0.9975	229.41	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9975	229.41

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:18
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE
AREA SWING														
66	BLM13B	13.800	V2	31.0	9.2	25.0	0.0	0.9850	32.8	0.9590	47.0			62
6														
67	BLM13C	13.800	V3	31.0	9.2	25.0	0.0	0.9850	32.8	0.9590	47.0			62
6														
68	BLM13D	13.800	V4	31.0	9.5	25.0	0.0	0.9850	32.9	0.9559	47.0			62
6														
90	EST-13L	13.800	E1	18.0	3.6	12.0	-5.0	0.9800	18.7	0.9803	27.0			64
6														
94	LV-13.8L	13.800	L1	20.0	4.0	12.0	-5.0	0.9800	20.8	0.9807	27.0			64
6														
97	FOR13A	13.800	F1	75.0	-21.2	50.0	-50.0	0.9800	79.5	0.9622	111.0			64
6														
98	FOR13B	13.800	F2	75.0	-21.2	50.0	-50.0	0.9800	79.5	0.9622	111.0			64
6														
101	BAY13A	13.800	B1	53.2	12.7	50.0	-25.0	0.9800	55.8	0.9726	96.0			61
6	SYST													
102	BAY13B	13.800	B2	53.1	12.7	50.0	-25.0	0.9800	55.7	0.9726	96.0			61
6														
142	CANJ13A	13.800	C1	45.0	9.8	29.0	-29.0	0.9800	47.0	0.9772	69.0			64
6														
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	11.0	-5.0	7.4	-7.4	0.9900	12.2	0.9111	14.8			64
6														
302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.6	2.0	2.0	-2.0	0.9495	5.3	0.9180	6.2			64
6														
304	ALGA13.8	13.800	A1	4.7	-2.3	2.3	-2.3	1.0871	4.8	0.9019	5.7			64
6														

```
    307 CHAN1 A     13.800 G1    60.0   -27.1    50.0   -50.0 0.9800    67.2  0.9112   118.6                    64
6
    317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.4     0.0     0.0     0.0 1.0883     8.6  1.0000    35.3                    64
6
    323 COCHEA 13.8 13.800 C1     5.9     0.0     0.0     0.0 1.0884     5.5  1.0000    35.3                    64
6
    340 PEDGALITO13813.800 P1    18.0     6.1    12.0    -5.0 0.9800    19.4  0.9473    27.0                    64
6
    342 LORENA13.8  13.800 L1    16.0    -5.0    10.5    -5.0 0.9973    16.8  0.9545    19.9                    64
6
    343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    26.6    -9.8     9.8    -9.8 0.9958    28.5  0.9388    33.0                    64
6
    350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0657     3.0  0.9514     6.2                    64
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G1     8.3     3.8     6.6    -6.6 0.9900     9.2  0.9076    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.3     3.8     6.6    -6.6 0.9900     9.2  0.9076    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.3     3.8     6.6    -6.6 0.9900     9.2  0.9076    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.3     3.8     6.6    -6.6 0.9900     9.2  0.9076    10.9                    62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.3     3.8     6.6    -6.6 0.9900     9.2  0.9076    10.9                    62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.3     3.8     6.6    -6.6 0.9900     9.2  0.9076    10.9                    62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.3     3.8     6.6    -6.6 0.9900     9.2  0.9076    10.9                    62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G9     8.3     3.8     6.6    -6.6 0.9900     9.2  0.9076    10.9                    62
6
    541 TOABRE      0.6000 1     25.0     0.0     0.0     0.0 1.0182    24.6  1.0000    88.9                    64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    21.0    -0.9    13.0   -13.0 0.9900    21.2  0.9990    30.5                    64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    32.2   -10.5    26.6   -26.6 0.9900    34.3  0.9506    50.6                    64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     3.6     2.0     2.0    -2.0 0.9495     4.3  0.8730     6.2                    64
6
 SUBSYSTEM TOTALS              739.6     7.3   517.1  -365.6                        1243.8

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  14:18
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO
```

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE
AREA SWING														
129	MIR13D	13.800	G4	19.1	0.9	15.0	0.0	1.0000	19.1	0.9988	44.1			65
7 AREA														
170	MIR13G	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0292	17.8	0.9281	23.0			65
7														
171	MIR13H	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0382	17.6	0.9281	23.0			65
7														
171	MIR13H	13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0382	17.6	0.9281	23.0			65
7														
SUBSYSTEM TOTALS				70.1	21.4	48.5	20.5				113.2			

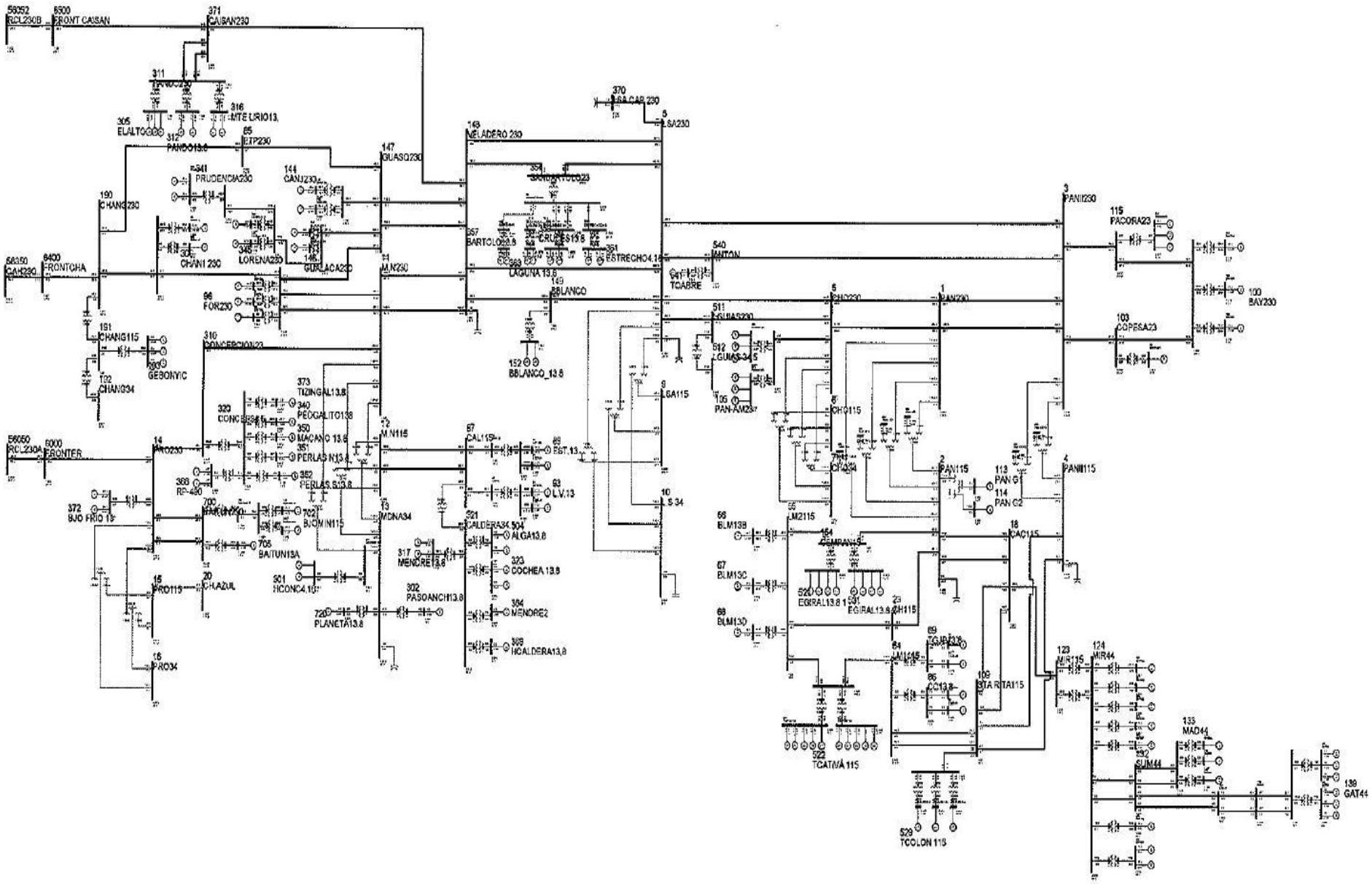
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 14:18
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO IN MW/MVAR

X-- AREA	--X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1		1252.6	1330.8	0.0	0.0	0.0	-122.6	44.4	-122.6
GUATEMAL		219.7	275.1	-196.3	0.0	274.5	9.6	405.9	
2		870.9	855.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.9	0.0
SALVADOR		93.2	224.2	-70.5	0.0	227.6	-18.4	185.6	
3		1237.9	1203.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.9	0.0
HONDURAS		474.0	321.1	-47.1	0.0	292.7	54.7	438.0	
4		533.3	525.2	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0	0.0
NICARAGU		42.5	207.6	-57.5	0.0	181.4	-48.5	122.3	
5		1298.4	1280.2	0.0	0.0	0.0	0.0	18.3	0.0
COSTA RI		214.2	520.4	-230.1	0.0	417.2	40.1	300.9	
6		739.6	651.1	0.0	0.0	0.0	76.4	12.1	75.6
PANAMA		7.3	236.3	156.4	0.0	497.8	-42.5	154.9	
7		70.1	23.3	0.0	0.0	0.0	46.2	0.5	47.0
ACANAL		21.4	8.5	0.0	0.0	0.0	5.0	7.9	
10		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

TOTALS	6002.8	5868.7	0.0	0.0	0.0	0.0	134.1	0.0
	1072.3	1793.0	-445.1	0.0	1891.2	0.0	1615.5	

3. Año 2013

3.1 Demanda Máxima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:19
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	1.0021	230.49	3	PANII230	230.00	6	1.0097	232.23
11	M.N230	230.00	6	1.0069	231.60	14	PRO230	230.00	6	1.0213	234.91
85	PTP230	230.00	6	1.0087	232.01	96	FOR230	230.00	6	1.0049	231.13
100	BAY230	230.00	6	1.0360	238.27	103	COPESA23	230.00	6	1.0141	233.24
115	PACORA23	230.00	6	1.0172	233.95	144	CANJ230	230.00	6	1.0038	230.87
146	GUALACA230	230.00	6	1.0083	231.91	147	GUASQ230	230.00	6	1.0037	230.86
148	VELADERO 230	230.00	6	1.0021	230.49	149	BBLANCO	230.00	6	1.0007	230.15
190	CHANG230	230.00	6	1.0152	233.50	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0130	232.99
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0161	233.70	311	PANDO230	230.00	6	1.0404	239.29
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0156	233.58	345	LORENA230	230.00	6	1.0128	232.95
371	CAISAN230	230.00	6	1.0391	239.00	540	ANTON	230.00	6	1.0167	233.84
700	BAITUN230	230.00	6	1.0206	234.73	6000	FRONTER	230.00	6	1.0243	235.58
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0173	233.97	6500	FRONT CAISAN	230.00	6	1.0380	238.73

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
5	CHO230	230.00	6	0.9953	228.92	8	LSA230	230.00	6	0.9994	229.86
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9953	228.92	354	SANBARTOLO23	230.00	6	0.9990	229.77
370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9994	229.86	511	LGUIAS230	230.00	6	0.9926	228.29

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:19
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0051	115.59	4	PANII115	115.00	6	1.0349	119.01
9	LSA115	115.00	6	1.0446	120.13	15	PRO115	115.00	6	1.0232	117.67
18	CAC115	115.00	6	1.0049	115.56	19	C.V115	115.00	6	1.0181	117.08
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0240	117.75	23	CH115	115.00	6	1.0061	115.70
33	STM115	115.00	6	1.0032	115.36	48	TINAJ115	115.00	6	1.0026	115.30
50	M.O115	115.00	6	1.0027	115.32	52	TOC115	115.00	6	1.0321	118.69

54	LM1115	115.00	6	1.0284	118.26	55	LM2115	115.00	6	1.0293	118.37
61	FFIELD	115.00	6	1.0249	117.86	87	CAL115	115.00	6	1.0121	116.39
88	EST115	115.00	6	1.0151	116.74	92	L.V115	115.00	6	1.0133	116.53
109	STA RITA115	115.00	6	1.0270	118.10	123	MIR115	115.00	7	1.0104	116.20
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0212	117.44	191	CHANG115	115.00	6	1.0065	115.75
522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0290	118.34	529	TCOLON 115	115.00	6	1.0270	118.10
701	BAITUN115	115.00	6	1.0024	115.28	702	BJOMIN115	115.00	6	1.0043	115.50

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6	CHO115	115.00	6	0.9961	114.56	12	M.N115	115.00	6	0.9976	114.72
21	C.BAN115	115.00	6	0.9984	114.82	26	LOC115	115.00	6	0.9987	114.85
30	MAR115	115.00	6	0.9963	114.58	37	SAN115	115.00	6	0.9989	114.87

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:19
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

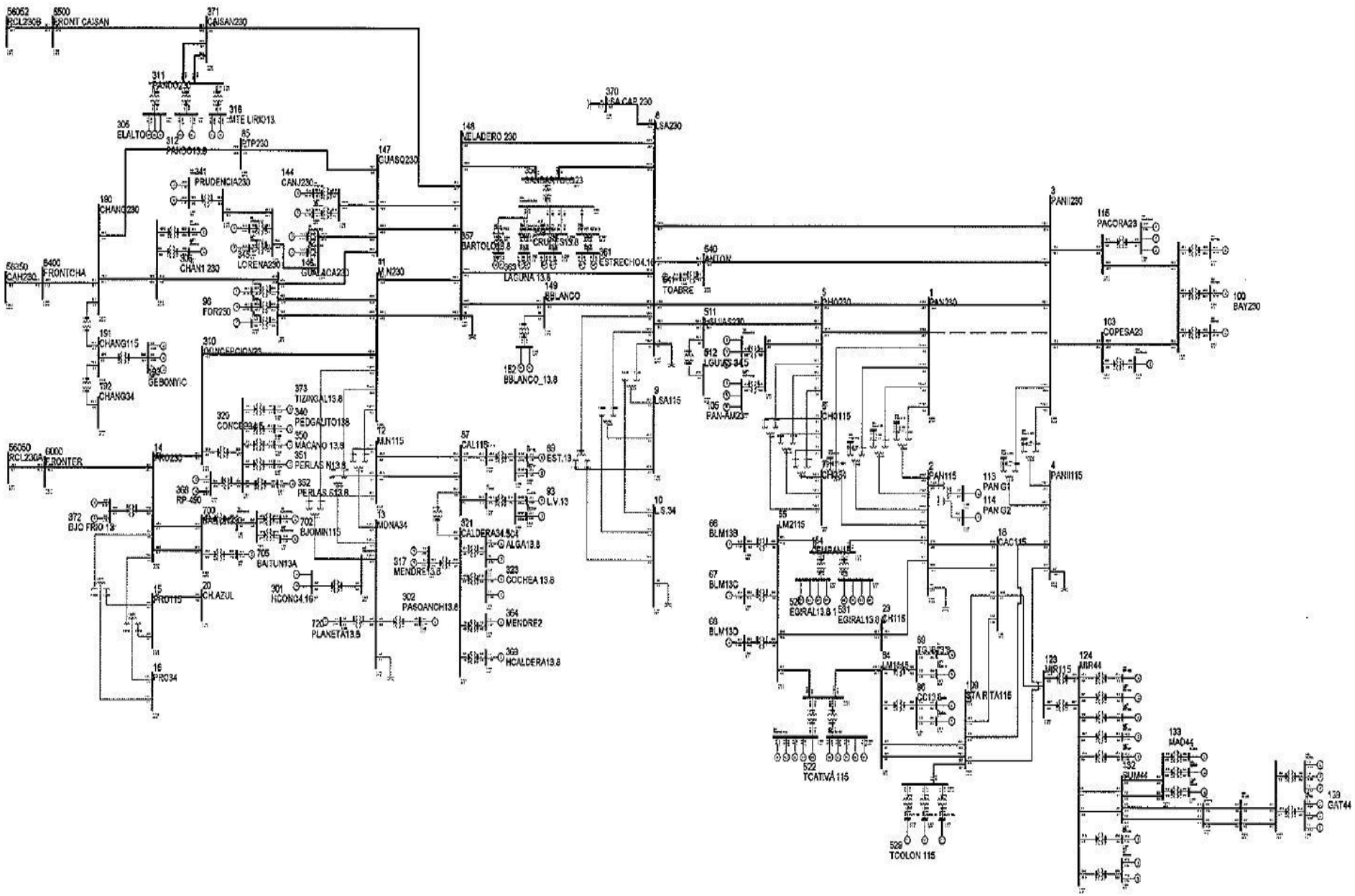
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	10.5	25.0	0.0	1.0000	39.4	0.9638	47.0			62	6
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	10.5	25.0	0.0	1.0000	39.4	0.9638	47.0			62	6
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	10.9	25.0	0.0	1.0000	39.5	0.9613	47.0			62	6
90	EST-13L	13.800	E1	21.0	4.7	12.0	-5.0	0.9800	22.0	0.9756	27.0			64	6
91	EST-13T	13.800	E2	21.0	4.7	12.0	-5.0	0.9800	22.0	0.9756	27.0			64	6
94	LV-13.8L	13.800	L1	23.2	5.4	12.0	-5.0	0.9800	24.3	0.9738	27.0			64	6
95	LV-13.8T	13.800	L2	23.2	5.4	12.0	-5.0	0.9800	24.3	0.9738	27.0			64	6
97	FOR13A	13.800	F1	86.5	-18.0	50.0	-50.0	0.9800	90.2	0.9790	111.0			64	6
98	FOR13B	13.800	F2	86.5	-18.0	50.0	-50.0	0.9800	90.2	0.9790	111.0			64	6
101	BAY13A	13.800	B1	48.4	20.0	50.0	-25.0	1.0100	51.8	0.9244	96.0			61	6
SYST															
102	BAY13B	13.800	B2	48.3	20.0	50.0	-25.0	1.0100	51.8	0.9242	96.0			61	6
108	BAY13C	13.800	B3	48.3	20.0	50.0	-25.0	1.0100	51.8	0.9242	100.0			61	6
116	PACORA13	13.800	P1	17.1	0.0	8.8	0.0	1.0085	17.0	1.0000	21.7			61	6
142	CANJ13A	13.800	C1	52.0	12.9	29.0	-29.0	0.9800	54.7	0.9704	69.0			64	6
143	CANJ13B	13.800	C2	52.0	12.9	29.0	-29.0	0.9800	54.7	0.9704	69.0			64	6
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	14.0	-4.1	7.4	-7.4	0.9900	14.7	0.9589	14.8			64	6
151	GUALACA13.8	13.800	G1	14.0	-4.1	7.4	-7.4	0.9900	14.7	0.9589	14.8			64	6

193	GEBONYIC	13.800	G1	8.0	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	8.0	0.9987	35.3	64	6
193	GEBONYIC	13.800	G2	8.0	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	8.0	0.9987	35.3	64	6
193	GEBONYIC	13.800	G3	8.0	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	8.0	0.9987	35.3	64	6
302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9662	5.3	0.9216	6.2	64	6
304	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0809	4.8	0.8981	5.7	64	6
304	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0809	4.8	0.8981	5.7	64	6
305	ELALTO	13.800	G1	14.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0335	14.4	0.9417	20.6	64	6
307	CHAN1 A	13.800	G1	62.0	-19.9	50.0	-50.0	0.9900	65.8	0.9520	118.6	64	6
312	PANDO13.8	13.800	G1	9.0	-2.8	10.0	-5.0	1.0000	9.4	0.9539	19.9	64	6
312	PANDO13.8	13.800	G2	9.0	-2.8	10.0	-5.0	1.0000	9.4	0.9539	19.9	64	6
316	MTE LIRIO13.	13.800	G1	17.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0148	17.5	0.9594	27.0	64	6
316	MTE LIRIO13.	13.800	G2	17.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0148	17.5	0.9594	27.0	64	6
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.2	0.0	0.0	0.0	1.0830	8.5	1.0000	35.3	64	6
317	MENDRE13.8	13.800	M2	9.2	0.0	0.0	0.0	1.0830	8.5	1.0000	35.3	64	6
323	COCHEA 13.8	13.800	C1	5.5	0.0	0.0	0.0	1.0835	5.1	1.0000	35.3	64	6
323	COCHEA 13.8	13.800	C2	5.5	0.0	0.0	0.0	1.0835	5.1	1.0000	35.3	64	6
340	PEDGALITO138	13.800	P1	20.0	3.2	12.0	-5.0	0.9800	20.7	0.9877	27.0	64	6
342	LORENA13.8	13.800	L1	12.0	-4.1	10.5	-5.0	1.0000	12.6	0.9472	19.9	64	6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G1	25.0	-3.2	9.8	-9.8	1.0000	25.2	0.9921	33.0	64	6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G2	25.0	-3.2	9.8	-9.8	1.0000	25.2	0.9921	33.0	64	6
346	LORENA 13-2	13.800	L2	12.0	-4.1	10.5	-5.0	1.0000	12.6	0.9472	19.9	64	6
350	MACANO 13.8	13.800	G1	3.1	-1.0	1.0	-1.0	1.0728	3.0	0.9514	6.2	64	6
351	PERLAS N13.8	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9772	10.5	0.8742	13.5	64	6
352	PERLAS S13.8	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9772	10.5	0.8742	13.5	64	6
357	BARTOLO13.8	13.800	G1	7.2	1.4	3.7	-3.7	1.0000	7.4	0.9811	8.5	64	6
357	BARTOLO13.8	13.800	G2	7.2	1.4	3.7	-3.7	1.0000	7.4	0.9811	8.5	64	6
359	CRUCES13.8	13.800	G1	4.6	0.5	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9941	5.6	64	6
359	CRUCES13.8	13.800	G2	4.6	0.5	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9941	5.6	64	6
361	ESTRECHO4.16	4.160	G1	4.9	0.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9973	5.6	64	6
361	ESTRECHO4.16	4.160	G2	4.9	0.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9973	5.6	64	6
363	LAGUNA 13.8	13.800	G1	4.7	0.1	2.4	-2.4	1.0000	4.7	0.9995	5.8	64	6
363	LAGUNA 13.8	13.800	G2	4.7	0.1	2.4	-2.4	1.0000	4.7	0.9995	5.8	64	6
364	MENDRE2	13.800	G1	7.6	3.9	3.9	-3.9	0.9853	8.7	0.8911	8.9	64	6
368	RP-490	13.800	G1	4.7	-1.7	2.4	-2.4	1.0000	5.0	0.9378	5.5	64	6
368	RP-490	13.800	G2	4.7	-1.7	2.4	-2.4	1.0000	5.0	0.9378	5.5	64	6
369	HCALDERA13.8	13.800	G1	3.8	1.9	1.9	-1.9	0.9841	4.3	0.8909	4.3	64	6
372	BJO FRIO 13	13.800	G1	24.0	-4.8	9.8	-9.8	1.0000	24.5	0.9803	33.0	64	6
372	BJO FRIO 13	13.800	G2	24.0	-4.8	9.8	-9.8	1.0000	24.5	0.9803	33.0	64	6
373	TIZINGAL13.8	13.800	G1	4.4	2.2	2.2	-2.2	0.9755	5.1	0.8909	21.6	64	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G1	8.3	3.3	6.6	-6.6	1.0000	8.9	0.9276	10.9	62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G2	8.3	3.3	6.6	-6.6	1.0000	8.9	0.9276	10.9	62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G3	8.3	3.3	6.6	-6.6	1.0000	8.9	0.9276	10.9	62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G4	8.3	3.3	6.6	-6.6	1.0000	8.9	0.9276	10.9	62	6

```
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G0     8.3     3.3     6.6    -6.6 1.0000     8.9  0.9276    10.9                          62     6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.3     3.3     6.6    -6.6 1.0000     8.9  0.9276    10.9                          62     6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.3     3.3     6.6    -6.6 1.0000     8.9  0.9276    10.9                          62     6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.3     3.3     6.6    -6.6 1.0000     8.9  0.9276    10.9                          62     6
    541 TOABRE      0.6000 1     25.0     0.0     0.0     0.0 1.0177    24.6  1.0000    88.9                          64     6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    23.0     1.2    13.0   -13.0 1.0000    23.0  0.9987    30.5                          64     6
    704 BJOMIN13B   13.800 G2    23.0     1.2    13.0   -13.0 1.0000    23.0  0.9987    30.5                          64     6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    38.0    -7.4    26.6   -26.6 1.0000    38.7  0.9814    50.6                          64     6
    706 BAITUN13B   13.800 G2    38.0    -7.4    26.6   -26.6 1.0000    38.7  0.9814    50.6                          64     6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     4.5     2.0     2.0    -2.0 0.9662     5.1  0.9145     6.2                          64     6
 SUBSYSTEM TOTALS              1313.7    62.9   830.8  -594.9                         2123.8

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  15:19
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE AREA
SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    19.8     0.0    15.0     0.0 1.0021    19.8  1.0000    44.1                          65     7
AREA
    130 MIR13F      13.800 G5    17.1     0.0     8.0     0.0 1.0190    16.8  1.0000    27.7                          65     7
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.9    -1.0     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8955     4.1                          65     7
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.9    -1.0     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8955     4.1                          65     7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.9    -1.0     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8955     4.1                          65     7
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9143     5.6                          65     7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9143     6.2                          65     7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9143     6.2                          65     7
    170 MIR13G      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0333    17.7  0.9281    23.0                          65     7
    171 MIR13H      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0424    17.6  0.9281    23.0                          65     7
    171 MIR13H      13.800 M2    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0424    17.6  0.9281    23.0                          65     7
 SUBSYSTEM TOTALS              105.3    12.4    71.5     5.5                          171.3

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  15:19
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                                AREA TOTALS
 AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO                                IN MW/MVAR

                 FROM      TO    TO BUS  TO LINE     FROM      TO            DESIRED
 X-- AREA --X GENERATION  LOAD    SHUNT    SHUNT CHARGING  NET INT   LOSSES  NET INT

    1          1299.4   1330.8      0.0      0.0      0.0    -73.0     41.5    -73.7
```

GUATEMAL	191.7	275.1	-198.9	0.0	278.0	13.5	380.1	
2	869.0	855.0	0.0	0.0	0.0	-0.5	14.5	0.0
SALVADOR	75.1	224.2	-70.7	0.0	228.9	-27.6	178.2	
3	1236.8	1203.0	0.0	0.0	0.0	-0.3	34.1	0.0
HONDURAS	464.2	321.1	-47.3	0.0	293.8	53.2	431.0	
4	531.9	525.2	0.0	0.0	0.0	-0.3	7.0	0.0
NICARAGU	34.9	207.6	-57.7	0.0	182.1	-47.8	114.8	
5	1296.5	1280.2	0.0	0.0	0.0	-0.1	16.4	0.0
COSTA RI	200.8	520.4	-230.7	0.0	418.9	37.0	293.1	
6	1313.7	1230.4	0.0	0.0	0.0	13.5	69.8	13.7
PANAMA	62.9	249.8	-287.9	0.0	539.4	-21.0	661.4	
7	105.3	44.1	0.0	0.0	0.0	60.6	0.7	60.0
ACANAL	12.4	9.0	0.0	0.0	0.0	-7.2	10.7	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6652.7	6468.7	0.0	0.0	0.0	0.0	184.0	0.0
	1042.1	1807.0	-893.2	0.0	1941.2	0.0	2069.5	

3.1.1. Contingencia Panamá – Panamá II



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:28
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT PAN-PANII

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0094	232.16	11	M.N230	230.00	6	1.0061	231.40
14	PRO230	230.00	6	1.0208	234.78	85	PTP230	230.00	6	1.0081	231.86
96	FOR230	230.00	6	1.0042	230.97	100	BAY230	230.00	6	1.0358	238.23
103	COPESA23	230.00	6	1.0138	233.17	115	PACORA23	230.00	6	1.0169	233.89
144	CANJ230	230.00	6	1.0030	230.69	146	GUALACA230	230.00	6	1.0076	231.74
147	GUASQ230	230.00	6	1.0030	230.68	148	VELADERO 230	230.00	6	1.0005	230.12
190	CHANG230	230.00	6	1.0148	233.41	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0126	232.90
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0154	233.55	311	PANDO230	230.00	6	1.0396	239.11
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0149	233.42	345	LORENA230	230.00	6	1.0121	232.79
371	CAISAN230	230.00	6	1.0383	238.82	540	ANTON	230.00	6	1.0153	233.53
700	BAITUN230	230.00	6	1.0201	234.62	6000	FRONTER	230.00	6	1.0237	235.45
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0169	233.88	6500	FRONT CAISAN	230.00	6	1.0372	238.56

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9957	229.02	5	CHO230	230.00	6	0.9894	227.56
8	LSA230	230.00	6	0.9967	229.25	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9894	227.56
149	BBLANCO	230.00	6	0.9989	229.76	354	SANBARTOLO23	230.00	6	0.9970	229.32
370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9967	229.25	511	LGUIAS230	230.00	6	0.9883	227.30

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:27
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT PAN-PANII

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0331	118.81	9	LSA115	115.00	6	1.0417	119.80
15	PRO115	115.00	6	1.0227	117.61	19	C.V115	115.00	6	1.0153	116.76
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0234	117.69	23	CH115	115.00	6	1.0021	115.24
52	TOC115	115.00	6	1.0303	118.49	54	LM1115	115.00	6	1.0261	118.01
55	LM2115	115.00	6	1.0271	118.11	61	FFIELD	115.00	6	1.0227	117.61

87	CAL115	115.00	6	1.0117	116.35	88	EST115	115.00	6	1.0148	116.70
92	L.V115	115.00	6	1.0129	116.49	109	STA RITA115	115.00	6	1.0245	117.82
123	MIR115	115.00	7	1.0057	115.65	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0181	117.08
191	CHANG115	115.00	6	1.0062	115.72	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0268	118.09
529	TCOLON 115	115.00	6	1.0245	117.82	701	BAITUN115	115.00	6	1.0021	115.25
702	BJOMIN115	115.00	6	1.0040	115.46						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9999	114.99	6	CHO115	115.00	6	0.9903	113.88
12	M.N115	115.00	6	0.9971	114.66	18	CAC115	115.00	6	0.9998	114.98
21	C.BAN115	115.00	6	0.9936	114.27	26	LOC115	115.00	6	0.9939	114.30
30	MAR115	115.00	6	0.9913	114.00	33	STM115	115.00	6	0.9980	114.77
37	SAN115	115.00	6	0.9942	114.34	48	TINAJ115	115.00	6	0.9974	114.70
50	M.O115	115.00	6	0.9976	114.72						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:27
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT PAN-PANII

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	11.5	25.0	0.0	1.0000	39.7	0.9574	47.0			62	6
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	11.5	25.0	0.0	1.0000	39.7	0.9574	47.0			62	6
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	11.9	25.0	0.0	1.0000	39.8	0.9544	47.0			62	6
90	EST-13L	13.800	E1	21.0	4.8	12.0	-5.0	0.9800	22.0	0.9747	27.0			64	6
91	EST-13T	13.800	E2	21.0	4.8	12.0	-5.0	0.9800	22.0	0.9747	27.0			64	6
94	LV-13.8L	13.800	L1	23.2	5.5	12.0	-5.0	0.9800	24.3	0.9729	27.0			64	6
95	LV-13.8T	13.800	L2	23.2	5.5	12.0	-5.0	0.9800	24.3	0.9729	27.0			64	6
97	FOR13A	13.800	F1	86.5	-17.4	50.0	-50.0	0.9800	90.1	0.9804	111.0			64	6
98	FOR13B	13.800	F2	86.5	-17.4	50.0	-50.0	0.9800	90.1	0.9804	111.0			64	6
101	BAY13A	13.800	B1	48.4	20.1	50.0	-25.0	1.0100	51.9	0.9235	96.0			61	6
SYST															
102	BAY13B	13.800	B2	48.3	20.1	50.0	-25.0	1.0100	51.8	0.9233	96.0			61	6
108	BAY13C	13.800	B3	48.3	20.1	50.0	-25.0	1.0100	51.8	0.9233	100.0			61	6
116	PACORA13	13.800	P1	17.1	0.0	8.8	0.0	1.0082	17.0	1.0000	21.7			61	6
142	CANJ13A	13.800	C1	52.0	13.1	29.0	-29.0	0.9800	54.7	0.9699	69.0			64	6
143	CANJ13B	13.800	C2	52.0	13.1	29.0	-29.0	0.9800	54.7	0.9699	69.0			64	6

150	GUALACA 13-2	13.800	G2	14.0	-4.0	7.4	-7.4	0.9900	14.7	0.9623	14.8	64 6
151	GUALACA13.8	13.800	G1	14.0	-4.0	7.4	-7.4	0.9900	14.7	0.9623	14.8	64 6
193	GEBONYIC	13.800	G1	8.0	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	8.0	0.9989	35.3	64 6
193	GEBONYIC	13.800	G2	8.0	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	8.0	0.9989	35.3	64 6
193	GEBONYIC	13.800	G3	8.0	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	8.0	0.9989	35.3	64 6
302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9654	5.3	0.9217	6.2	64 6
304	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0805	4.8	0.8981	5.7	64 6
304	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0805	4.8	0.8981	5.7	64 6
305	ELALTO	13.800	G1	14.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0327	14.4	0.9418	20.6	64 6
307	CHAN1 A	13.800	G1	62.0	-19.6	50.0	-50.0	0.9900	65.7	0.9537	118.6	64 6
312	PANDO13.8	13.800	G1	9.0	-2.8	10.0	-5.0	1.0000	9.4	0.9559	19.9	64 6
312	PANDO13.8	13.800	G2	9.0	-2.8	10.0	-5.0	1.0000	9.4	0.9559	19.9	64 6
316	MTE LIRIO13.	13.800	G1	17.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0140	17.5	0.9594	27.0	64 6
316	MTE LIRIO13.	13.800	G2	17.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0140	17.5	0.9594	27.0	64 6
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.2	0.0	0.0	0.0	1.0826	8.5	1.0000	35.3	64 6
317	MENDRE13.8	13.800	M2	9.2	0.0	0.0	0.0	1.0826	8.5	1.0000	35.3	64 6
323	COCHEA 13.8	13.800	C1	5.5	0.0	0.0	0.0	1.0830	5.1	1.0000	35.3	64 6
323	COCHEA 13.8	13.800	C2	5.5	0.0	0.0	0.0	1.0830	5.1	1.0000	35.3	64 6
340	PEDGALITO13	13.800	P1	20.0	3.3	12.0	-5.0	0.9800	20.7	0.9867	27.0	64 6
342	LORENA13.8	13.800	L1	12.0	-3.8	10.5	-5.0	1.0000	12.6	0.9527	19.9	64 6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G1	25.0	-3.0	9.8	-9.8	1.0000	25.2	0.9930	33.0	64 6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G2	25.0	-3.0	9.8	-9.8	1.0000	25.2	0.9930	33.0	64 6
346	LORENA 13-2	13.800	L2	12.0	-3.8	10.5	-5.0	1.0000	12.6	0.9527	19.9	64 6
350	MACANO 13.8	13.800	G1	3.1	-1.0	1.0	-1.0	1.0725	3.0	0.9515	6.2	64 6
351	PERLAS N13.	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9769	10.5	0.8742	13.5	64 6
352	PERLAS S13.	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9769	10.5	0.8742	13.5	64 6
357	BARTOLO13.8	13.800	G1	7.2	1.5	3.7	-3.7	1.0000	7.4	0.9794	8.5	64 6
357	BARTOLO13.8	13.800	G2	7.2	1.5	3.7	-3.7	1.0000	7.4	0.9794	8.5	64 6
359	CRUCES13.8	13.800	G1	4.6	0.5	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9932	5.6	64 6
359	CRUCES13.8	13.800	G2	4.6	0.5	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9932	5.6	64 6
361	ESTRECHO4.16	4.160	G1	4.9	0.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9967	5.6	64 6
361	ESTRECHO4.16	4.160	G2	4.9	0.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9967	5.6	64 6
363	LAGUNA 13.8	13.800	G1	4.7	0.2	2.4	-2.4	1.0000	4.7	0.9993	5.8	64 6
363	LAGUNA 13.8	13.800	G2	4.7	0.2	2.4	-2.4	1.0000	4.7	0.9993	5.8	64 6
364	MENDRE2	13.800	G1	7.6	3.9	3.9	-3.9	0.9849	8.7	0.8911	8.9	64 6
368	RP-490	13.800	G1	4.7	-1.7	2.4	-2.4	1.0000	5.0	0.9395	5.5	64 6
368	RP-490	13.800	G2	4.7	-1.7	2.4	-2.4	1.0000	5.0	0.9395	5.5	64 6
369	HCALDERA13.	13.800	G1	3.8	1.9	1.9	-1.9	0.9838	4.3	0.8909	4.3	64 6
372	BJO FRIO 13	13.800	G1	24.0	-4.7	9.8	-9.8	1.0000	24.5	0.9814	33.0	64 6
372	BJO FRIO 13	13.800	G2	24.0	-4.7	9.8	-9.8	1.0000	24.5	0.9814	33.0	64 6
373	TIZINGAL13.	13.800	G1	4.4	2.2	2.2	-2.2	0.9752	5.1	0.8911	21.6	64 6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G1	8.3	3.7	6.6	-6.6	1.0000	9.0	0.9146	10.9	62 6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G2	8.3	3.7	6.6	-6.6	1.0000	9.0	0.9146	10.9	62 6

523	TCATIVÁ 13A	13.800	G3	8.3	3.7	6.6	-6.6	1.0000	9.0	0.9146	10.9			62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G4	8.3	3.7	6.6	-6.6	1.0000	9.0	0.9146	10.9			62	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800	G0	8.3	3.7	6.6	-6.6	1.0000	9.0	0.9146	10.9			62	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800	G6	8.3	3.7	6.6	-6.6	1.0000	9.0	0.9146	10.9			62	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800	G7	8.3	3.7	6.6	-6.6	1.0000	9.0	0.9146	10.9			62	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800	G8	8.3	3.7	6.6	-6.6	1.0000	9.0	0.9146	10.9			62	6
541	TOABRE	0.6000	1	25.0	0.0	0.0	0.0	1.0164	24.6	1.0000	88.9			64	6
703	BJOMIN13A	13.800	G1	23.0	1.2	13.0	-13.0	1.0000	23.0	0.9986	30.5			64	6
704	BJOMIN13B	13.800	G2	23.0	1.2	13.0	-13.0	1.0000	23.0	0.9986	30.5			64	6
705	BAITUN13A	13.800	G1	38.0	-7.2	26.6	-26.6	1.0000	38.7	0.9824	50.6			64	6
706	BAITUN13B	13.800	G2	38.0	-7.2	26.6	-26.6	1.0000	38.7	0.9824	50.6			64	6
720	PLANETA13.8	13.800	G1	4.5	2.0	2.0	-2.0	0.9654	5.1	0.9145	6.2			64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1314.1	73.9	830.8	-594.9				2123.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:27
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT PAN-PANII

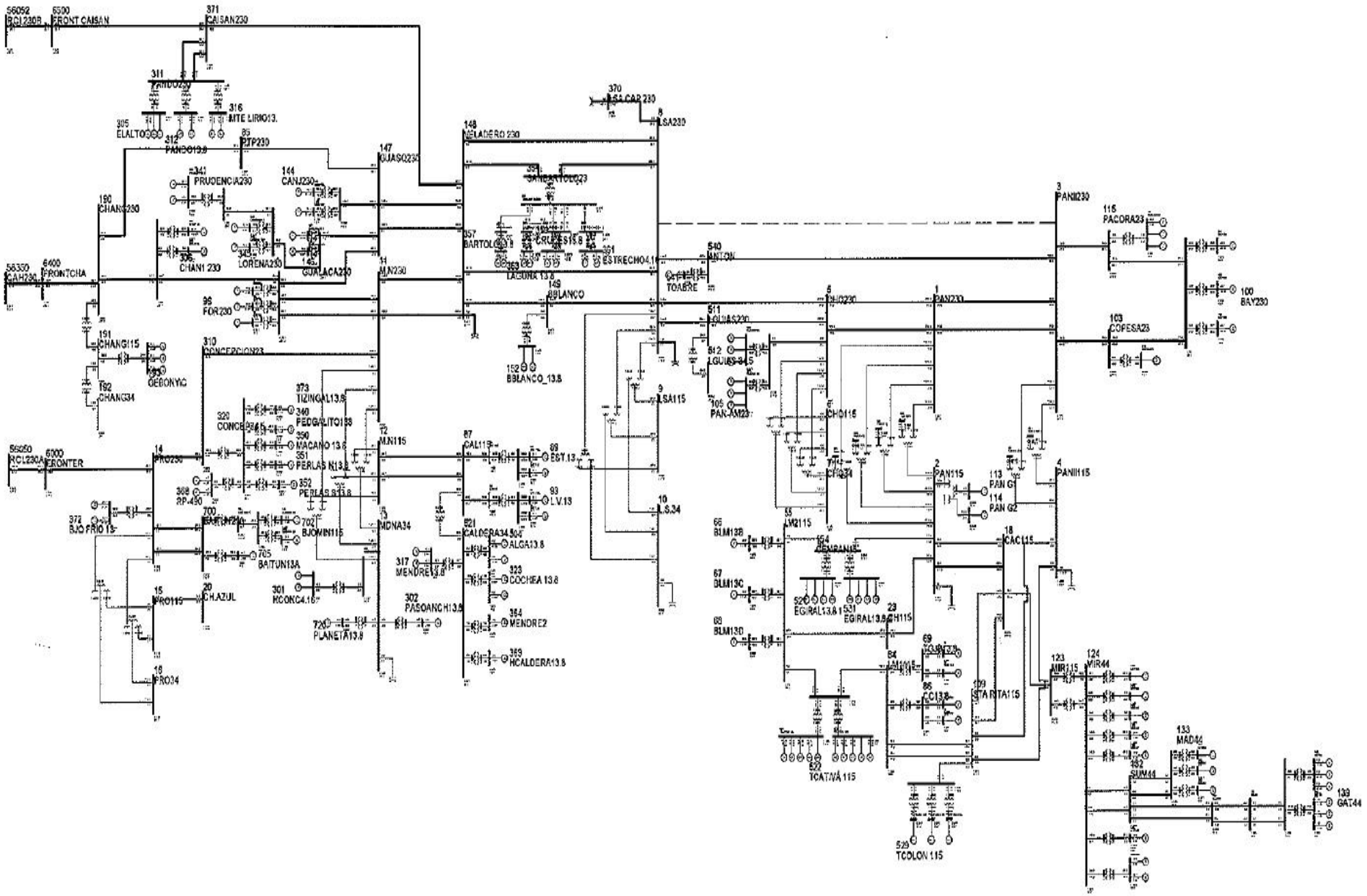
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
129	MIR13D	13.800	G4	19.8	0.6	15.0	0.0	1.0000	19.8	0.9996	44.1			65	7
AREA															
130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0154	16.8	1.0000	27.7			65	7
140	GAT6A	6.9000	G1	1.9	-0.9	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9119	4.1			65	7
140	GAT6A	6.9000	G2	1.9	-0.9	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9119	4.1			65	7
140	GAT6A	6.9000	G3	1.9	-0.9	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9119	4.1			65	7
141	GAT6B	6.9000	G4	3.9	-1.6	3.0	-3.0	1.0000	4.2	0.9222	5.6			65	7
141	GAT6B	6.9000	G5	3.9	-1.6	3.0	-3.0	1.0000	4.2	0.9222	6.2			65	7
141	GAT6B	6.9000	G6	3.9	-1.6	3.0	-3.0	1.0000	4.2	0.9222	6.2			65	7
170	MIR13G	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0298	17.8	0.9281	23.0			65	7
171	MIR13H	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0388	17.6	0.9281	23.0			65	7
171	MIR13H	13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0388	17.6	0.9281	23.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				105.4	13.6	71.5	5.5				171.3				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:29
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT PAN-PANII IN MW/MVAR

X-- AREA	FROM --X GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	1299.7	1330.8	0.0	0.0	0.0	-72.6	41.5	-73.7
GUATEMAL	191.7	275.1	-198.9	0.0	278.0	13.4	380.2	
2	869.1	855.0	0.0	0.0	0.0	-0.4	14.5	0.0
SALVADOR	75.1	224.2	-70.7	0.0	228.9	-27.6	178.2	
3	1237.0	1203.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	34.1	0.0
HONDURAS	464.1	321.1	-47.3	0.0	293.8	53.2	431.0	
4	532.0	525.2	0.0	0.0	0.0	-0.2	7.0	0.0
NICARAGU	34.8	207.6	-57.7	0.0	182.1	-47.7	114.8	
5	1296.7	1280.2	0.0	0.0	0.0	0.1	16.4	0.0
COSTA RI	201.4	520.4	-230.7	0.0	418.8	37.4	293.1	
6	1314.1	1230.4	0.0	0.0	0.0	12.6	71.1	13.7
PANAMA	73.9	249.8	-286.3	0.0	534.9	-22.5	667.8	
7	105.4	44.1	0.0	0.0	0.0	60.6	0.7	60.0
ACANAL	13.6	9.0	0.0	0.0	0.0	-6.2	10.8	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6654.0	6468.7	0.0	0.0	0.0	0.0	185.3	0.0
	1054.7	1807.0	-891.6	0.0	1936.6	0.0	2075.9	

3.1.2. Contingencia Llano Sánchez – Panamá II



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:36
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
14	PRO230	230.00	6	1.0117	232.70	100	BAY230	230.00	6	1.0143	233.29
190	CHANG230	230.00	6	1.0079	231.83	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0060	231.37
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0040	230.92	311	PANDO230	230.00	6	1.0264	236.07
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0035	230.79	345	LORENA230	230.00	6	1.0004	230.10
371	CAISAN230	230.00	6	1.0250	235.75	700	BAITUN230	230.00	6	1.0119	232.75
6000	FRONTER	230.00	6	1.0142	233.27	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0104	232.39
6500	FRONT CAISAN	230.00	6	1.0243	235.59						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9634	221.59	3	PANII230	230.00	6	0.9733	223.85
5	CHO230	230.00	6	0.9474	217.89	8	LSA230	230.00	6	0.9519	218.94
11	M.N230	230.00	6	0.9916	228.07	85	PTP230	230.00	6	0.9970	229.31
96	FOR230	230.00	6	0.9926	228.30	103	COPESA23	230.00	6	0.9799	225.38
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9474	217.89	115	PACORA23	230.00	6	0.9858	226.73
144	CANJ230	230.00	6	0.9900	227.70	146	GUALACA230	230.00	6	0.9952	228.90
147	GUASQ230	230.00	6	0.9899	227.68	148	VELADERO 230	230.00	6	0.9733	223.86
149	BBLANCO	230.00	6	0.9702	223.14	354	SANBARTOLO23	230.00	6	0.9640	221.73
370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9519	218.94	511	LGUIAS230	230.00	6	0.9380	215.74
540	ANTON	230.00	6	0.9653	222.03						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:36
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0002	115.02	15	PRO115	115.00	6	1.0136	116.56
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0143	116.65	54	LM1115	115.00	6	1.0094	116.08
55	LM2115	115.00	6	1.0105	116.21	61	FFIELD	115.00	6	1.0060	115.68
87	CAL115	115.00	6	1.0058	115.66	88	EST115	115.00	6	1.0094	116.08

92	L.V115	115.00	6	1.0072	115.82	109	STA RITA115	115.00	6	1.0048	115.55
191	CHANG115	115.00	6	1.0014	115.16	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0102	116.17
529	TCOLON 115	115.00	6	1.0048	115.55						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9706	111.61	6	CHO115	115.00	6	0.9483	109.05
9	LSA115	115.00	6	0.9936	114.26	12	M.N115	115.00	6	0.9882	113.64
18	CAC115	115.00	6	0.9705	111.61	19	C.V115	115.00	6	0.9831	113.05
21	C.BAN115	115.00	6	0.9635	110.80	23	CH115	115.00	6	0.9778	112.45
26	LOC115	115.00	6	0.9638	110.84	30	MAR115	115.00	6	0.9615	110.57
33	STM115	115.00	6	0.9685	111.38	37	SAN115	115.00	6	0.9639	110.84
48	TINAJ115	115.00	6	0.9679	111.31	50	M.O115	115.00	6	0.9681	111.33
52	TOC115	115.00	6	0.9973	114.69	123	MIR115	115.00	7	0.9792	112.60
154	CEMPAN15	115.00	6	0.9978	114.74	701	BAITUN115	115.00	6	0.9970	114.65
702	BJOMIN115	115.00	6	0.9993	114.92						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:36
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
66	BLM13B	13.800	V2	38.1	18.6	25.0	0.0	1.0000	42.4	0.8986	47.0			62	6
67	BLM13C	13.800	V3	38.1	18.6	25.0	0.0	1.0000	42.4	0.8986	47.0			62	6
68	BLM13D	13.800	V4	38.1	19.4	25.0	0.0	1.0000	42.7	0.8911	47.0			62	6
90	EST-13L	13.800	E1	21.1	6.4	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9575	27.0			64	6
91	EST-13T	13.800	E2	21.1	6.4	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9575	27.0			64	6
94	LV-13.8L	13.800	L1	23.3	7.2	12.0	-5.0	0.9800	24.9	0.9557	27.0			64	6
95	LV-13.8T	13.800	L2	23.3	7.2	12.0	-5.0	0.9800	24.9	0.9557	27.0			64	6
97	FOR13A	13.800	F1	86.9	-6.9	50.0	-50.0	0.9800	88.9	0.9968	111.0			64	6
98	FOR13B	13.800	F2	86.9	-6.9	50.0	-50.0	0.9800	88.9	0.9968	111.0			64	6
101	BAY13A	13.800	B1	48.8	36.3	50.0	-25.0	1.0100	60.2	0.8021	96.0			61	6
SYST															
102	BAY13B	13.800	B2	48.7	36.3	50.0	-25.0	1.0100	60.1	0.8014	96.0			61	6
108	BAY13C	13.800	B3	48.7	36.3	50.0	-25.0	1.0100	60.1	0.8015	100.0			61	6
116	PACORA13	13.800	P1	17.2	7.1	8.8	0.0	0.9900	18.8	0.9249	21.7			61	6
142	CANJ13A	13.800	C1	52.2	15.3	29.0	-29.0	0.9800	55.5	0.9599	69.0			64	6

143	CANJ13B	13.800	C2	52.2	15.3	29.0	-29.0	0.9800	55.5	0.9599	69.0	64	6
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	14.0	-0.9	7.4	-7.4	0.9900	14.2	0.9980	14.8	64	6
151	GUALACA13.8	13.800	G1	14.0	-0.9	7.4	-7.4	0.9900	14.2	0.9980	14.8	64	6
193	GEBONYIC	13.800	G1	8.1	0.2	4.0	-4.0	1.0000	8.1	0.9998	35.3	64	6
193	GEBONYIC	13.800	G2	8.1	0.2	4.0	-4.0	1.0000	8.1	0.9998	35.3	64	6
193	GEBONYIC	13.800	G3	8.1	0.2	4.0	-4.0	1.0000	8.1	0.9998	35.3	64	6
302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9512	5.4	0.9223	6.2	64	6
304	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0737	4.8	0.8981	5.7	64	6
304	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0737	4.8	0.8981	5.7	64	6
305	ELALTO	13.800	G1	14.1	-5.0	12.0	-5.0	1.0193	14.6	0.9423	20.6	64	6
307	CHAN1 A	13.800	G1	62.4	-13.2	50.0	-50.0	0.9900	64.4	0.9784	118.6	64	6
312	PANDO13.8	13.800	G1	9.1	-1.7	10.0	-5.0	1.0000	9.2	0.9835	19.9	64	6
312	PANDO13.8	13.800	G2	9.1	-1.7	10.0	-5.0	1.0000	9.2	0.9835	19.9	64	6
316	MTE LIRIO13.	13.800	G1	17.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0004	17.7	0.9594	27.0	64	6
316	MTE LIRIO13.	13.800	G2	17.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0004	17.7	0.9594	27.0	64	6
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.3	0.0	0.0	0.0	1.0757	8.7	1.0000	35.3	64	6
317	MENDRE13.8	13.800	M2	9.3	0.0	0.0	0.0	1.0757	8.7	1.0000	35.3	64	6
323	COCHEA 13.8	13.800	C1	5.6	0.0	0.0	0.0	1.0762	5.2	1.0000	35.3	64	6
323	COCHEA 13.8	13.800	C2	5.6	0.0	0.0	0.0	1.0762	5.2	1.0000	35.3	64	6
340	PEDGALITO138	13.800	P1	20.1	5.6	12.0	-5.0	0.9800	21.3	0.9639	27.0	64	6
342	LORENA13.8	13.800	L1	12.0	0.1	10.5	-5.0	1.0000	12.1	1.0000	19.9	64	6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G1	25.1	0.2	9.8	-9.8	1.0000	25.1	1.0000	33.0	64	6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G2	25.1	0.2	9.8	-9.8	1.0000	25.1	1.0000	33.0	64	6
346	LORENA 13-2	13.800	L2	12.0	0.1	10.5	-5.0	1.0000	12.1	1.0000	19.9	64	6
350	MACANO 13.8	13.800	G1	3.1	-1.0	1.0	-1.0	1.0672	3.1	0.9521	6.2	64	6
351	PERLAS N13.8	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9720	10.6	0.8752	13.5	64	6
352	PERLAS S13.8	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9720	10.6	0.8752	13.5	64	6
357	BARTOLO13.8	13.800	G1	7.3	2.6	3.7	-3.7	1.0000	7.7	0.9424	8.5	64	6
357	BARTOLO13.8	13.800	G2	7.3	2.6	3.7	-3.7	1.0000	7.7	0.9424	8.5	64	6
359	CRUCES13.8	13.800	G1	4.6	1.2	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9692	5.6	64	6
359	CRUCES13.8	13.800	G2	4.6	1.2	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9692	5.6	64	6
361	ESTRECHO4.16	4.160	G1	4.9	1.0	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9797	5.6	64	6
361	ESTRECHO4.16	4.160	G2	4.9	1.0	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9797	5.6	64	6
363	LAGUNA 13.8	13.800	G1	4.7	0.7	2.4	-2.4	1.0000	4.7	0.9875	5.8	64	6
363	LAGUNA 13.8	13.800	G2	4.7	0.7	2.4	-2.4	1.0000	4.7	0.9875	5.8	64	6
364	MENDRE2	13.800	G1	7.6	3.9	3.9	-3.9	0.9788	8.7	0.8911	8.9	64	6
368	RP-490	13.800	G1	4.7	-1.3	2.4	-2.4	1.0000	4.9	0.9641	5.5	64	6
368	RP-490	13.800	G2	4.7	-1.3	2.4	-2.4	1.0000	4.9	0.9641	5.5	64	6
369	HCALDERA13.8	13.800	G1	3.8	1.9	1.9	-1.9	0.9776	4.4	0.8909	4.3	64	6
372	BJO FRIO 13	13.800	G1	24.1	-2.2	9.8	-9.8	1.0000	24.2	0.9960	33.0	64	6
372	BJO FRIO 13	13.800	G2	24.1	-2.2	9.8	-9.8	1.0000	24.2	0.9960	33.0	64	6
373	TIZINGAL13.8	13.800	G1	4.5	2.2	2.2	-2.2	0.9704	5.2	0.8940	21.6	64	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G1	8.3	6.1	6.6	-6.6	1.0000	10.3*	0.8047	10.9	62	6

523	TCATIVÁ 13A	13.800	G2	8.3	6.1	6.6	-6.6	1.0000	10.3*	0.8047	10.9			62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G3	8.3	6.1	6.6	-6.6	1.0000	10.3*	0.8047	10.9			62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G4	8.3	6.1	6.6	-6.6	1.0000	10.3*	0.8047	10.9			62	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800	G0	8.3	6.1	6.6	-6.6	1.0000	10.3*	0.8047	10.9			62	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800	G6	8.3	6.1	6.6	-6.6	1.0000	10.3*	0.8047	10.9			62	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800	G7	8.3	6.1	6.6	-6.6	1.0000	10.3*	0.8047	10.9			62	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800	G8	8.3	6.1	6.6	-6.6	1.0000	10.3*	0.8047	10.9			62	6
541	TOABRE	0.6000	1	25.2	0.0	0.0	0.0	0.9664	26.1	1.0000	88.9			64	6
703	BJOMIN13A	13.800	G1	23.1	1.9	13.0	-13.0	1.0000	23.2	0.9965	30.5			64	6
704	BJOMIN13B	13.800	G2	23.1	1.9	13.0	-13.0	1.0000	23.2	0.9965	30.5			64	6
705	BAITUN13A	13.800	G1	38.2	-3.6	26.6	-26.6	1.0000	38.3	0.9955	50.6			64	6
706	BAITUN13B	13.800	G2	38.2	-3.6	26.6	-26.6	1.0000	38.3	0.9955	50.6			64	6
720	PLANETA13.8	13.800	G1	4.5	2.0	2.0	-2.0	0.9512	5.2	0.9145	6.2			64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1320.3	255.8	830.8	-594.9				2123.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:36
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

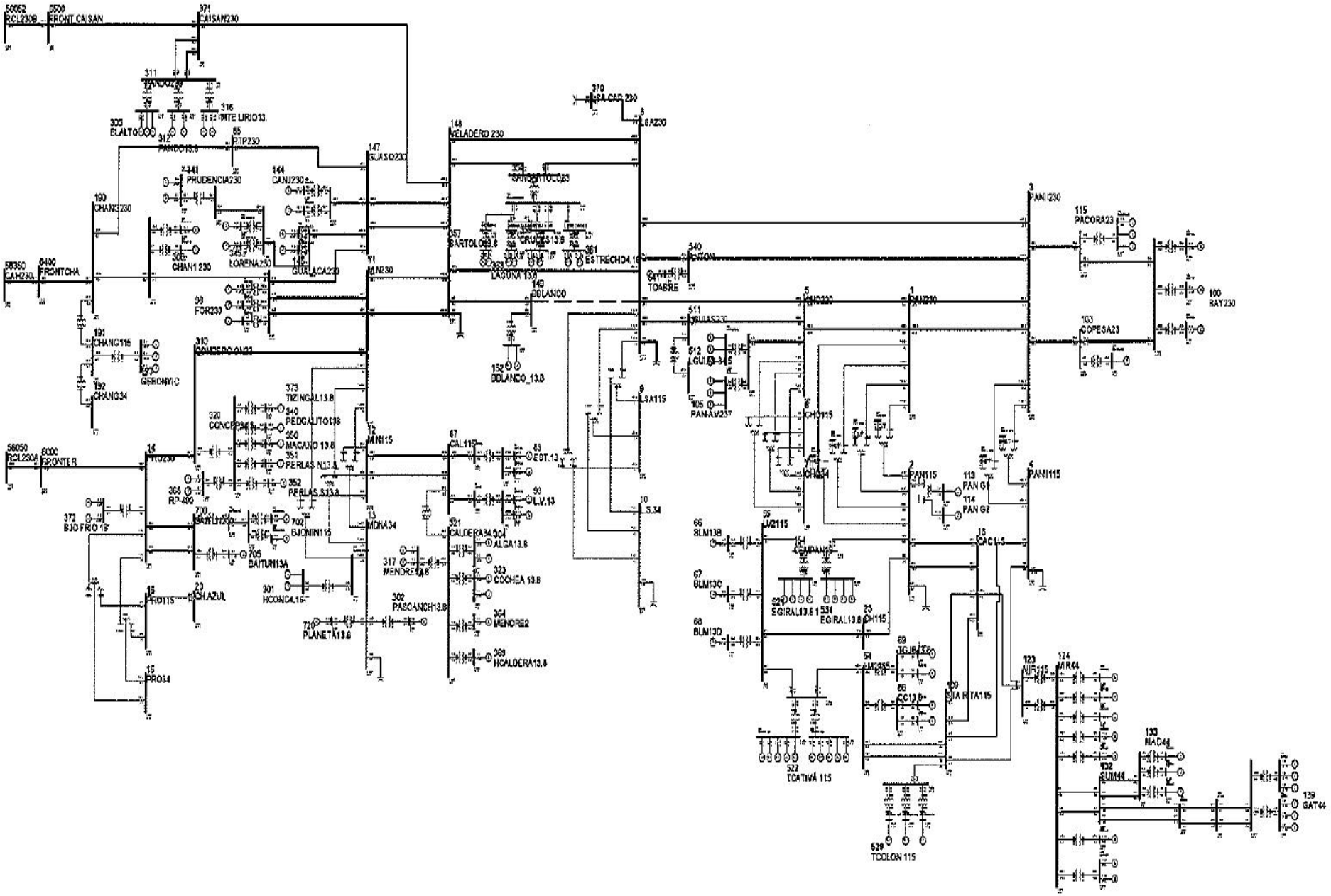
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
129	MIR13D	13.800	G4	20.0	7.0	15.0	0.0	1.0000	21.2	0.9431	44.1			65	7
AREA															
130	MIR13F	13.800	G5	17.2	0.3	8.0	0.0	1.0000	17.2	0.9998	27.7			65	7
140	GAT6A	6.9000	G1	1.9	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9873	4.1			65	7
140	GAT6A	6.9000	G2	1.9	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9873	4.1			65	7
140	GAT6A	6.9000	G3	1.9	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9873	4.1			65	7
141	GAT6B	6.9000	G4	3.9	-1.1	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9649	5.6			65	7
141	GAT6B	6.9000	G5	3.9	-1.1	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9649	6.2			65	7
141	GAT6B	6.9000	G6	3.9	-1.1	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9649	6.2			65	7
170	MIR13G	13.800	M1	17.1	6.8	11.2	6.8	1.0139	18.1	0.9287	23.0			65	7
171	MIR13H	13.800	M1	17.1	6.8	11.2	6.8	1.0231	18.0	0.9287	23.0			65	7
171	MIR13H	13.800	M2	17.1	6.8	11.2	6.8	1.0231	18.0	0.9287	23.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				105.8	23.7	71.5	5.5				171.3				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:38
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	1305.1	1330.8	0.0	0.0	0.0	-67.3	41.6	-73.7
GUATEMAL	191.8	275.1	-198.8	0.0	278.0	12.5	381.2	
2	871.0	855.0	0.0	0.0	0.0	1.7	14.4	0.0
SALVADOR	74.6	224.2	-70.7	0.0	229.0	-27.8	177.9	
3	1238.6	1203.0	0.0	0.0	0.0	1.6	34.0	0.0
HONDURAS	463.4	321.1	-47.3	0.0	293.9	53.0	430.4	
4	532.5	525.2	0.0	0.0	0.0	0.4	6.9	0.0
NICARAGU	34.2	207.6	-57.7	0.0	182.1	-47.6	114.0	
5	1299.4	1280.2	0.0	0.0	0.0	3.0	16.3	0.0
COSTA RI	211.3	520.4	-230.3	0.0	417.4	44.9	293.8	
6	1320.3	1230.4	0.0	0.0	0.0	-0.4	90.2	13.7
PANAMA	255.8	249.8	-267.4	0.0	475.5	-38.3	787.1	
7	105.8	44.1	0.0	0.0	0.0	61.0	0.7	60.0
ACANAL	23.7	9.0	0.0	0.0	0.0	3.3	11.5	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6672.8	6468.7	0.0	0.0	0.0	0.0	204.1	0.0
	1254.9	1807.0	-872.3	0.0	1875.9	0.0	2195.9	

3.1.3. Contingencia Llano Sánchez – Barro Blanco



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:46
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-BBL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
14	PRO230	230.00	6	1.0154	233.53	85	PTP230	230.00	6	1.0015	230.34
100	BAY230	230.00	6	1.0281	236.45	103	COPESA23	230.00	6	1.0018	230.42
115	PACORA23	230.00	6	1.0056	231.28	146	GUALACA230	230.00	6	1.0002	230.05
190	CHANG230	230.00	6	1.0107	232.45	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0086	231.98
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0086	231.98	311	PANDO230	230.00	6	1.0317	237.29
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0080	231.85	345	LORENA230	230.00	6	1.0051	231.18
371	CAISAN230	230.00	6	1.0304	236.98	700	BAITUN230	230.00	6	1.0152	233.50
6000	FRONTER	230.00	6	1.0180	234.14	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0130	232.98
6500	FRONT CAISAN	230.00	6	1.0295	236.78						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9886	227.38	3	PANII230	230.00	6	0.9966	229.22
5	CHO230	230.00	6	0.9792	225.22	8	LSA230	230.00	6	0.9767	224.65
11	M.N230	230.00	6	0.9974	229.41	96	FOR230	230.00	6	0.9973	229.38
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9792	225.22	144	CANJ230	230.00	6	0.9952	228.91
147	GUASQ230	230.00	6	0.9952	228.89	148	VELADERO 230	230.00	6	0.9841	226.35
149	BBLANCO	230.00	6	0.9841	226.35	354	SANBARTOLO23	230.00	6	0.9761	224.51
370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9767	224.65	511	LGUIAS230	230.00	6	0.9721	223.58
540	ANTON	230.00	6	0.9980	229.55						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:46
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-BBL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0226	117.59	9	LSA115	115.00	6	1.0202	117.33
15	PRO115	115.00	6	1.0172	116.98	19	C.V115	115.00	6	1.0057	115.65
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0180	117.07	52	TOC115	115.00	6	1.0197	117.27
54	LM1115	115.00	6	1.0217	117.49	55	LM2115	115.00	6	1.0227	117.61

61	FFIELD	115.00	6	1.0182	117.10	87	CAL115	115.00	6	1.0082	115.94
88	EST115	115.00	6	1.0116	116.33	92	L.V115	115.00	6	1.0095	116.10
109	STA RITA115	115.00	6	1.0191	117.20	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0129	116.49
191	CHANG115	115.00	6	1.0033	115.38	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0224	117.57
529	TCOLON 115	115.00	6	1.0191	117.20	702	BJOMIN115	115.00	6	1.0012	115.14

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9929	114.19	6	CHO115	115.00	6	0.9801	112.71
12	M.N115	115.00	6	0.9918	114.06	18	CAC115	115.00	6	0.9928	114.17
21	C.BAN115	115.00	6	0.9861	113.40	23	CH115	115.00	6	0.9961	114.56
26	LOC115	115.00	6	0.9864	113.44	30	MAR115	115.00	6	0.9840	113.16
33	STM115	115.00	6	0.9910	113.96	37	SAN115	115.00	6	0.9865	113.45
48	TINAJ115	115.00	6	0.9904	113.90	50	M.O115	115.00	6	0.9905	113.91
123	MIR115	115.00	7	0.9993	114.92	701	BAITUN115	115.00	6	0.9991	114.89

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:46
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-BBL

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	13.4	25.0	0.0	1.0000	40.3	0.9435	47.0			62	6
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	13.4	25.0	0.0	1.0000	40.3	0.9435	47.0			62	6
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	13.9	25.0	0.0	1.0000	40.5	0.9393	47.0			62	6
90	EST-13L	13.800	E1	21.0	5.7	12.0	-5.0	0.9800	22.2	0.9649	27.0			64	6
91	EST-13T	13.800	E2	21.0	5.7	12.0	-5.0	0.9800	22.2	0.9649	27.0			64	6
94	LV-13.8L	13.800	L1	23.2	6.5	12.0	-5.0	0.9800	24.6	0.9631	27.0			64	6
95	LV-13.8T	13.800	L2	23.2	6.5	12.0	-5.0	0.9800	24.6	0.9631	27.0			64	6
97	FOR13A	13.800	F1	86.6	-11.2	50.0	-50.0	0.9800	89.1	0.9918	111.0			64	6
98	FOR13B	13.800	F2	86.6	-11.2	50.0	-50.0	0.9800	89.1	0.9918	111.0			64	6
101	BAY13A	13.800	B1	48.6	25.9	50.0	-25.0	1.0100	54.5	0.8821	96.0			61	6
SYST															
102	BAY13B	13.800	B2	48.4	25.9	50.0	-25.0	1.0100	54.4	0.8816	96.0			61	6
108	BAY13C	13.800	B3	48.5	25.9	50.0	-25.0	1.0100	54.4	0.8817	100.0			61	6
116	PACORA13	13.800	P1	17.1	0.0	8.8	0.0	0.9967	17.2	1.0000	21.7			61	6
142	CANJ13A	13.800	C1	52.1	14.4	29.0	-29.0	0.9800	55.1	0.9641	69.0			64	6
143	CANJ13B	13.800	C2	52.1	14.4	29.0	-29.0	0.9800	55.1	0.9641	69.0			64	6

150	GUALACA 13-2	13.800	G2	14.0	-2.1	7.4	-7.4	0.9900	14.3	0.9886	14.8	64 6
151	GUALACA13.8	13.800	G1	14.0	-2.1	7.4	-7.4	0.9900	14.3	0.9886	14.8	64 6
193	GEBONYIC	13.800	G1	8.0	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	8.0	1.0000	35.3	64 6
193	GEBONYIC	13.800	G2	8.0	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	8.0	1.0000	35.3	64 6
193	GEBONYIC	13.800	G3	8.0	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	8.0	1.0000	35.3	64 6
302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9569	5.4	0.9219	6.2	64 6
304	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0766	4.8	0.8981	5.7	64 6
304	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0766	4.8	0.8981	5.7	64 6
305	ELALTO	13.800	G1	14.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0247	14.5	0.9419	20.6	64 6
307	CHAN1 A	13.800	G1	62.2	-15.7	50.0	-50.0	0.9900	64.8	0.9694	118.6	64 6
312	PANDO13.8	13.800	G1	9.0	-2.1	10.0	-5.0	1.0000	9.3	0.9737	19.9	64 6
312	PANDO13.8	13.800	G2	9.0	-2.1	10.0	-5.0	1.0000	9.3	0.9737	19.9	64 6
316	MTE LIRIO13.	13.800	G1	17.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0059	17.6	0.9594	27.0	64 6
316	MTE LIRIO13.	13.800	G2	17.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0059	17.6	0.9594	27.0	64 6
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.3	0.0	0.0	0.0	1.0786	8.6	1.0000	35.3	64 6
317	MENDRE13.8	13.800	M2	9.3	0.0	0.0	0.0	1.0786	8.6	1.0000	35.3	64 6
323	COCHEA 13.8	13.800	C1	5.5	0.0	0.0	0.0	1.0791	5.1	1.0000	35.3	64 6
323	COCHEA 13.8	13.800	C2	5.5	0.0	0.0	0.0	1.0791	5.1	1.0000	35.3	64 6
340	PEDGALITO13	13.800	P1	20.0	4.6	12.0	-5.0	0.9800	21.0	0.9742	27.0	64 6
342	LORENA13.8	13.800	L1	12.0	-1.5	10.5	-5.0	1.0000	12.1	0.9924	19.9	64 6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G1	25.0	-1.1	9.8	-9.8	1.0000	25.1	0.9991	33.0	64 6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G2	25.0	-1.1	9.8	-9.8	1.0000	25.1	0.9991	33.0	64 6
346	LORENA 13-2	13.800	L2	12.0	-1.5	10.5	-5.0	1.0000	12.1	0.9924	19.9	64 6
350	MACANO 13.8	13.800	G1	3.1	-1.0	1.0	-1.0	1.0693	3.0	0.9517	6.2	64 6
351	PERLAS N13.	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9740	10.6	0.8746	13.5	64 6
352	PERLAS S13.	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9740	10.6	0.8746	13.5	64 6
357	BARTOLO13.8	13.800	G1	7.3	2.2	3.7	-3.7	1.0000	7.6	0.9576	8.5	64 6
357	BARTOLO13.8	13.800	G2	7.3	2.2	3.7	-3.7	1.0000	7.6	0.9576	8.5	64 6
359	CRUCES13.8	13.800	G1	4.6	0.9	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9798	5.6	64 6
359	CRUCES13.8	13.800	G2	4.6	0.9	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9798	5.6	64 6
361	ESTRECHO4.16	4.160	G1	4.9	0.8	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9876	5.6	64 6
361	ESTRECHO4.16	4.160	G2	4.9	0.8	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9876	5.6	64 6
363	LAGUNA 13.8	13.800	G1	4.7	0.5	2.4	-2.4	1.0000	4.7	0.9934	5.8	64 6
363	LAGUNA 13.8	13.800	G2	4.7	0.5	2.4	-2.4	1.0000	4.7	0.9934	5.8	64 6
364	MENDRE2	13.800	G1	7.6	3.9	3.9	-3.9	0.9814	8.7	0.8911	8.9	64 6
368	RP-490	13.800	G1	4.7	-1.5	2.4	-2.4	1.0000	4.9	0.9547	5.5	64 6
368	RP-490	13.800	G2	4.7	-1.5	2.4	-2.4	1.0000	4.9	0.9547	5.5	64 6
369	HCALDERA13.	13.800	G1	3.8	1.9	1.9	-1.9	0.9802	4.4	0.8909	4.3	64 6
372	BJO FRIO 13	13.800	G1	24.0	-3.2	9.8	-9.8	1.0000	24.3	0.9913	33.0	64 6
372	BJO FRIO 13	13.800	G2	24.0	-3.2	9.8	-9.8	1.0000	24.3	0.9913	33.0	64 6
373	TIZINGAL13.	13.800	G1	4.4	2.2	2.2	-2.2	0.9723	5.1	0.8921	21.6	64 6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G1	8.3	4.3	6.6	-6.6	1.0000	9.3	0.8868	10.9	62 6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G2	8.3	4.3	6.6	-6.6	1.0000	9.3	0.8868	10.9	62 6

523	TCATIVÁ 13A	13.800	G3	8.3	4.3	6.6	-6.6	1.0000	9.3	0.8868	10.9			62	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G4	8.3	4.3	6.6	-6.6	1.0000	9.3	0.8868	10.9			62	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800	G0	8.3	4.3	6.6	-6.6	1.0000	9.3	0.8868	10.9			62	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800	G6	8.3	4.3	6.6	-6.6	1.0000	9.3	0.8868	10.9			62	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800	G7	8.3	4.3	6.6	-6.6	1.0000	9.3	0.8868	10.9			62	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800	G8	8.3	4.3	6.6	-6.6	1.0000	9.3	0.8868	10.9			62	6
541	TOABRE	0.6000	1	25.1	0.0	0.0	0.0	0.9991	25.1	1.0000	88.9			64	6
703	BJOMIN13A	13.800	G1	23.0	1.7	13.0	-13.0	1.0000	23.1	0.9974	30.5			64	6
704	BJOMIN13B	13.800	G2	23.0	1.7	13.0	-13.0	1.0000	23.1	0.9974	30.5			64	6
705	BAITUN13A	13.800	G1	38.1	-5.1	26.6	-26.6	1.0000	38.4	0.9912	50.6			64	6
706	BAITUN13B	13.800	G2	38.1	-5.1	26.6	-26.6	1.0000	38.4	0.9912	50.6			64	6
720	PLANETA13.8	13.800	G1	4.5	2.0	2.0	-2.0	0.9569	5.2	0.9145	6.2			64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1316.2	153.1	830.8	-594.9				2123.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:46
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-BBL

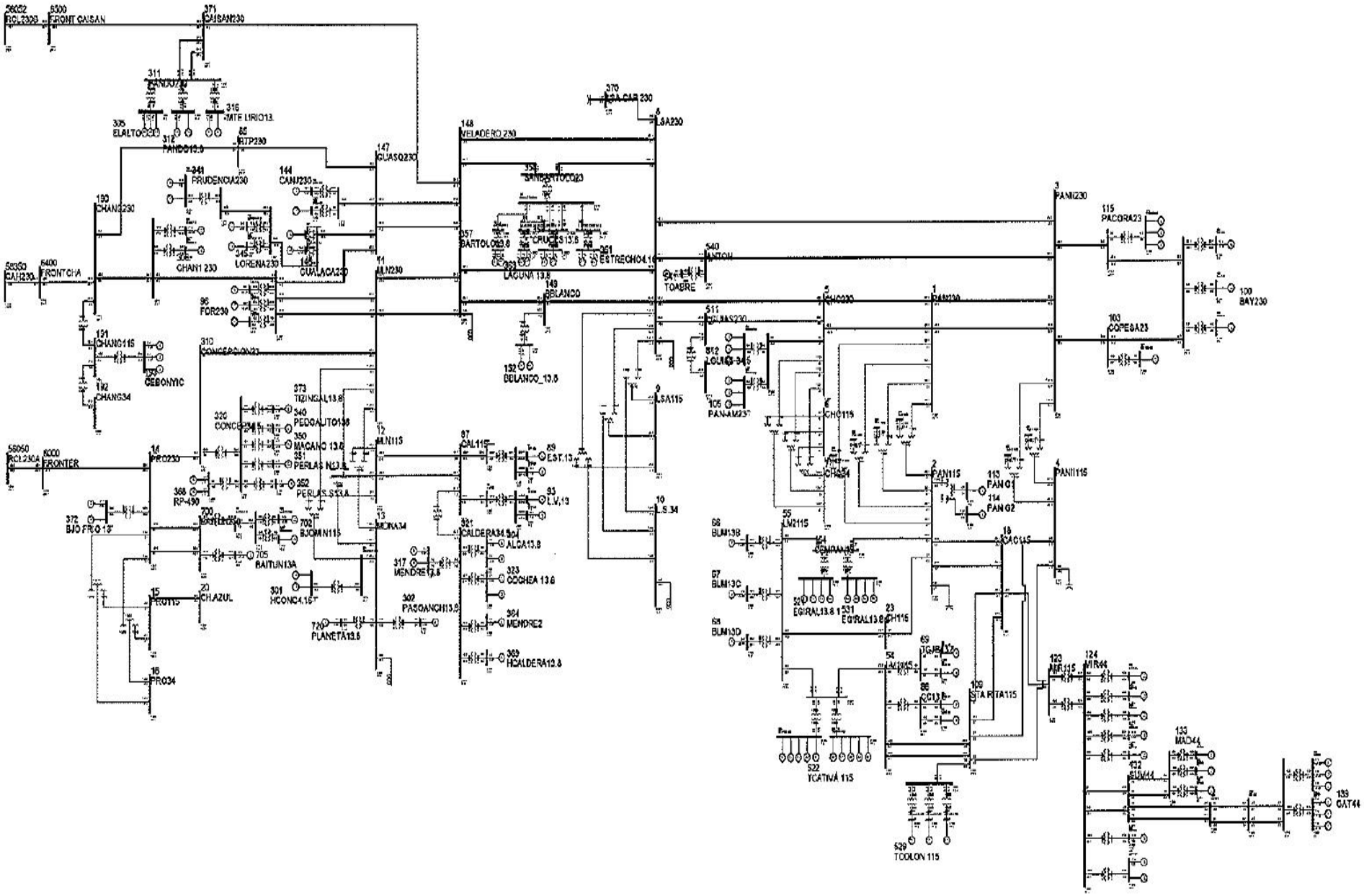
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
129	MIR13D	13.800	G4	19.9	2.2	15.0	0.0	1.0000	20.0	0.9941	44.1			65	7
AREA															
130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0115	16.9	1.0000	27.7			65	7
140	GAT6A	6.9000	G1	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9364	4.1			65	7
140	GAT6A	6.9000	G2	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9364	4.1			65	7
140	GAT6A	6.9000	G3	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9364	4.1			65	7
141	GAT6B	6.9000	G4	3.9	-1.5	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9345	5.6			65	7
141	GAT6B	6.9000	G5	3.9	-1.5	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9345	6.2			65	7
141	GAT6B	6.9000	G6	3.9	-1.5	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9345	6.2			65	7
170	MIR13G	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0259	17.9	0.9283	23.0			65	7
171	MIR13H	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0350	17.7	0.9283	23.0			65	7
171	MIR13H	13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0350	17.7	0.9283	23.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				105.5	16.0	71.5	5.5				171.3				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:48
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-BBL IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	1301.6	1330.8	0.0	0.0	0.0	-70.8	41.6	-73.7
GUATEMAL	191.7	275.1	-198.9	0.0	278.0	13.1	380.5	
2	869.8	855.0	0.0	0.0	0.0	0.3	14.4	0.0
SALVADOR	74.9	224.2	-70.7	0.0	228.9	-27.7	178.1	
3	1237.5	1203.0	0.0	0.0	0.0	0.5	34.1	0.0
HONDURAS	463.9	321.1	-47.3	0.0	293.9	53.1	430.8	
4	532.1	525.2	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	0.0
NICARAGU	34.6	207.6	-57.7	0.0	182.1	-47.7	114.5	
5	1297.6	1280.2	0.0	0.0	0.0	1.1	16.4	0.0
COSTA RI	207.3	520.4	-230.5	0.0	418.0	42.0	293.4	
6	1316.2	1230.4	0.0	0.0	0.0	8.1	77.7	13.7
PANAMA	153.1	249.8	-279.7	0.0	525.0	-29.0	737.0	
7	105.5	44.1	0.0	0.0	0.0	60.8	0.7	60.0
ACANAL	16.0	9.0	0.0	0.0	0.0	-3.8	10.9	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6660.4	6468.7	0.0	0.0	0.0	0.0	191.7	0.0
	1141.6	1807.0	-884.8	0.0	1925.9	0.0	2145.2	

3.2 Demanda Mínima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:16
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.N230	230.00	6	1.0129	232.97	14	PRO230	230.00	6	1.0265	236.10
85	PTP230	230.00	6	1.0163	233.74	96	FOR230	230.00	6	1.0137	233.16
100	BAY230	230.00	6	1.0066	231.51	144	CANJ230	230.00	6	1.0132	233.03
146	GUALACA230	230.00	6	1.0150	233.46	147	GUASQ230	230.00	6	1.0131	233.02
148	VELADERO 230	230.00	6	1.0056	231.30	149	BBLANCO	230.00	6	1.0042	230.98
190	CHANG230	230.00	6	1.0176	234.06	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0159	233.67
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0223	235.14	311	PANDO230	230.00	6	1.0462	240.64
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0180	234.13	345	LORENA230	230.00	6	1.0169	233.89
354	SANBARTOLO23	230.00	6	1.0007	230.16	371	CAISAN230	230.00	6	1.0448	240.31
540	ANTON	230.00	6	1.0072	231.66	700	BAITUN230	230.00	6	1.0255	235.87
6000	FRONTER	230.00	6	1.0292	236.71	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0185	234.25
6500	FRONT CAISAN	230.00	6	1.0434	239.98						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9881	227.27	3	PANII230	230.00	6	0.9920	228.16
5	CHO230	230.00	6	0.9880	227.23	8	LSA230	230.00	6	0.9907	227.85
103	COPESA23	230.00	6	0.9947	228.78	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9880	227.23
115	PACORA23	230.00	6	0.9961	229.11	370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9907	227.85
511	LGUIAS230	230.00	6	0.9895	227.58						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:16
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
9	LSA115	115.00	6	1.0374	119.30	12	M.N115	115.00	6	1.0171	116.97
15	PRO115	115.00	6	1.0284	118.27	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0291	118.35
54	LM1115	115.00	6	1.0066	115.76	55	LM2115	115.00	6	1.0076	115.88
61	FFIELD	115.00	6	1.0046	115.53	87	CAL115	115.00	6	1.0263	118.02

88	EST115	115.00	6	1.0283	118.25	92	L.V115	115.00	6	1.0270	118.11
109	STA RITA115	115.00	6	1.0039	115.45	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0006	115.07
191	CHANG115	115.00	6	1.0090	116.04	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0071	115.82
529	TCOLON 115	115.00	6	1.0039	115.45	701	BAITUN115	115.00	6	1.0113	116.30
702	BJOMIN115	115.00	6	1.0115	116.33						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9859	113.38	4	PANII115	115.00	6	0.9979	114.75
6	CHO115	115.00	6	0.9887	113.70	18	CAC115	115.00	6	0.9858	113.37
19	C.V115	115.00	6	0.9881	113.63	21	C.BAN115	115.00	6	0.9797	112.66
23	CH115	115.00	6	0.9883	113.65	26	LOC115	115.00	6	0.9803	112.73
30	MAR115	115.00	6	0.9790	112.59	33	STM115	115.00	6	0.9845	113.22
37	SAN115	115.00	6	0.9794	112.63	48	TINAJ115	115.00	6	0.9841	113.17
50	M.O115	115.00	6	0.9842	113.18	52	TOC115	115.00	6	0.9957	114.50
123	MIR115	115.00	7	0.9915	114.02						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:16
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	19.8	25.0	0.0	1.0000	42.9	0.8867	47.0			62	6
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	19.8	25.0	0.0	1.0000	42.9	0.8867	47.0			62	6
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	20.7	25.0	0.0	1.0000	43.3	0.8784	47.0			62	6
91	EST-13T	13.800	E2	20.0	7.3	12.0	-5.0	1.0000	21.3	0.9395	27.0			64	6
95	LV-13.8T	13.800	L2	22.0	7.8	12.0	-5.0	1.0000	23.3	0.9424	27.0			64	6
97	FOR13A	13.800	F1	65.0	-10.2	50.0	-50.0	1.0000	65.8	0.9879	111.0			64	6
98	FOR13B	13.800	F2	65.0	-10.2	50.0	-50.0	1.0000	65.8	0.9879	111.0			64	6
101	BAY13A	13.800	B1	62.3	30.9	50.0	-25.0	0.9950	69.9	0.8957	96.0			61	6
SYST															
142	CANJ13A	13.800	C1	48.0	13.2	29.0	-29.0	1.0000	49.8	0.9642	69.0			64	6
150	GUALACA 13-	213.800	G2	12.0	-3.5	7.4	-7.4	1.0000	12.5	0.9605	14.8			64	6
152	BBLANCO_13.	813.800	G1	13.7	-0.1	7.0	-7.0	1.0000	13.7	1.0000	16.0			64	6
193	GEBONYIC	13.800	G1	9.0	-1.2	4.0	-4.0	1.0000	9.1	0.9913	35.3			64	6
193	GEBONYIC	13.800	G2	9.0	-1.2	4.0	-4.0	1.0000	9.1	0.9913	35.3			64	6
302	PASOANCH	13.813.800	P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9544	5.4	0.9216	6.2			64	6

304	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0886	4.7	0.8981	5.7	64 6
304	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0886	4.7	0.8981	5.7	64 6
305	ELALTO	13.800	G1	18.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0316	18.1	0.9635	20.6	64 6
305	ELALTO	13.800	G2	18.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0316	18.1	0.9635	20.6	64 6
307	CHAN1 A	13.800	G1	61.0	-22.8	50.0	-50.0	0.9900	65.8	0.9367	118.6	64 6
312	PANDO13.8	13.800	G1	9.0	-5.0	10.0	-5.0	1.0148	10.1	0.8742	19.9	64 6
316	MTE LIRIO13.	13.800	G1	17.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0344	17.1	0.9594	27.0	64 6
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.2	0.0	0.0	0.0	1.0911	8.4	1.0000	35.3	64 6
323	COCHEA 13.8	13.800	C1	5.5	0.0	0.0	0.0	1.0913	5.0	1.0000	35.3	64 6
340	PEDGALITO13	13.800	P1	19.0	7.3	12.0	-5.0	1.0000	20.4	0.9334	27.0	64 6
342	LORENA13.8	13.800	L1	12.0	-5.0	10.5	-5.0	1.0013	13.0	0.9228	19.9	64 6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G1	23.0	-9.8	9.8	-9.8	0.9994	25.0	0.9205	33.0	64 6
350	MACANO 13.8	13.800	G1	3.1	-1.0	1.0	-1.0	1.0852	3.0	0.9514	6.2	64 6
351	PERLAS N13.	13.800	G1	9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9884	10.9	0.8849	13.5	64 6
352	PERLAS S13.	13.800	G1	9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9884	10.9	0.8849	13.5	64 6
357	BARTOLO13.8	13.800	G1	6.8	1.0	3.7	-3.7	0.9900	6.9	0.9887	8.5	64 6
357	BARTOLO13.8	13.800	G2	6.8	1.0	3.7	-3.7	0.9900	6.9	0.9887	8.5	64 6
359	CRUCES13.8	13.800	G1	4.6	0.3	2.3	-2.3	0.9900	4.7	0.9983	5.6	64 6
359	CRUCES13.8	13.800	G2	4.6	0.3	2.3	-2.3	0.9900	4.7	0.9983	5.6	64 6
361	ESTRECHO4.16	4.1600	G1	4.9	0.1	2.5	-2.5	0.9900	5.0	0.9996	5.6	64 6
361	ESTRECHO4.16	4.1600	G2	4.9	0.1	2.5	-2.5	0.9900	5.0	0.9996	5.6	64 6
363	LAGUNA 13.8	13.800	G1	4.7	-0.1	2.4	-2.4	0.9900	4.7	0.9999	5.8	64 6
363	LAGUNA 13.8	13.800	G2	4.7	-0.1	2.4	-2.4	0.9900	4.7	0.9999	5.8	64 6
364	MENDRE2	13.800	G1	7.6	0.3	3.9	-3.9	0.9900	7.7	0.9995	8.9	64 6
368	RP-490	13.800	G1	4.7	-2.4	2.4	-2.4	1.0039	5.3	0.8906	5.5	64 6
368	RP-490	13.800	G2	4.7	-2.4	2.4	-2.4	1.0039	5.3	0.8906	5.5	64 6
369	HCALDERA13.	13.800	G1	3.8	0.2	1.9	-1.9	0.9900	3.8	0.9980	4.3	64 6
372	BJO FRIO 13	13.800	G1	23.0	-9.8	9.8	-9.8	1.0081	24.8	0.9205	33.0	64 6
373	TIZINGAL13.	13.800	G1	4.4	2.2	2.2	-2.2	0.9867	5.0	0.8909	21.6	64 6
541	TOABRE	0.6000	1	20.0	0.0	0.0	0.0	1.0081	19.8	1.0000	88.9	64 6
703	BJOMIN13A	13.800	G1	26.0	-0.8	13.0	-13.0	0.9900	26.3	0.9996	30.5	64 6
705	BAITUN13A	13.800	G1	40.0	-13.7	26.6	-26.6	0.9900	42.7	0.9462	50.6	64 6
720	PLANETA13.8	13.800	G1	4.5	2.0	2.0	-2.0	0.9544	5.2	0.9145	6.2	64 6
SUBSYSTEM TOTALS				848.4	27.8	532.4	-379.9				1397.7	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:16
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

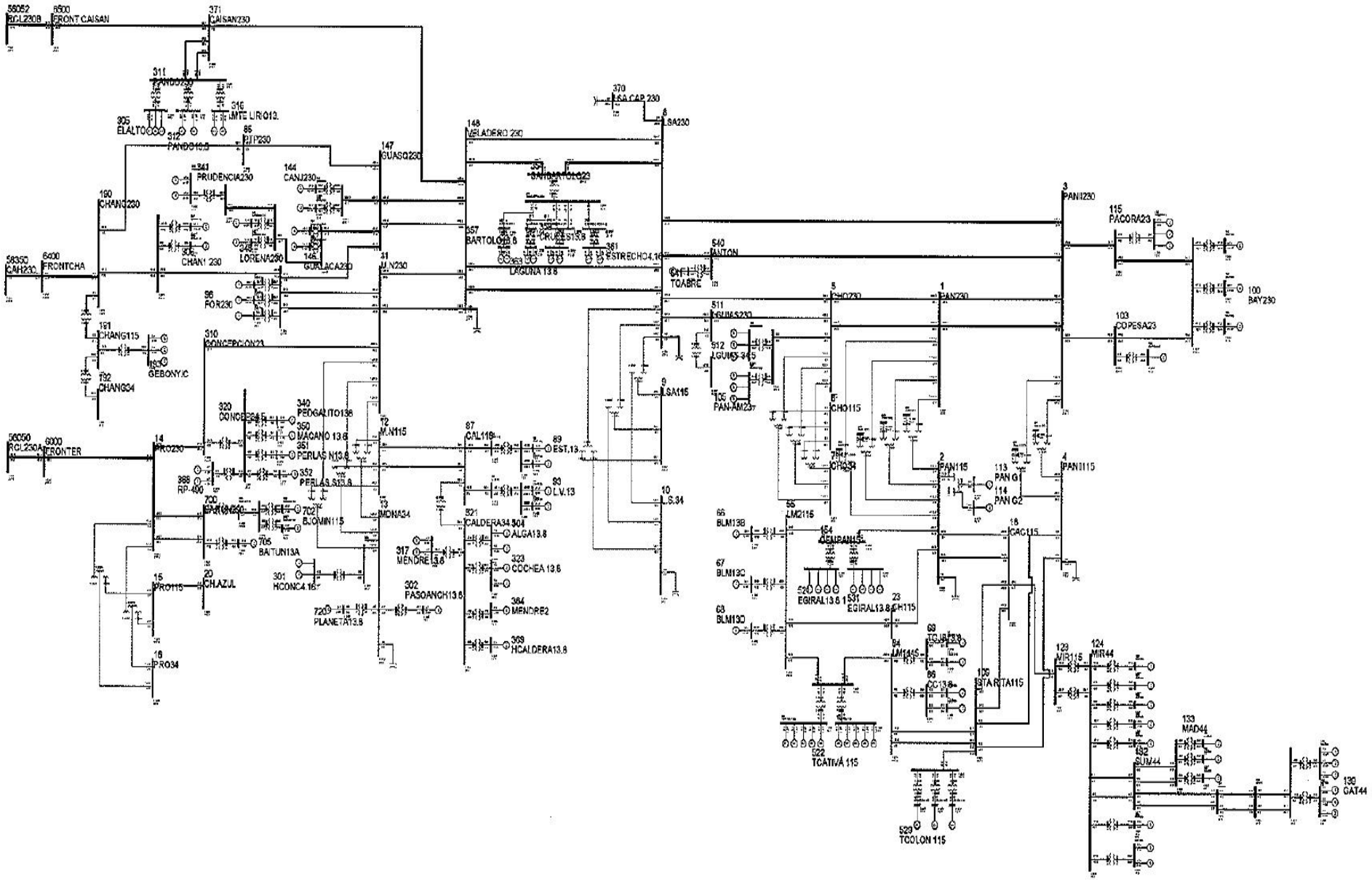
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING															
129	MIR13D	13.800	G4	20.0	5.5	15.0	0.0	1.0000	20.7	0.9645	44.1			65	7
AREA															
140	GAT6A	6.9000	G1	1.9	-0.6	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9600	4.1			65	7
140	GAT6A	6.9000	G2	1.9	-0.6	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9600	4.1			65	7
140	GAT6A	6.9000	G3	1.9	-0.6	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9600	4.1			65	7
141	GAT6B	6.9000	G4	3.9	-1.3	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9472	5.6			65	7
141	GAT6B	6.9000	G5	3.9	-1.3	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9472	6.2			65	7
141	GAT6B	6.9000	G6	3.9	-1.3	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9472	6.2			65	7
170	MIR13G	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0178	18.0	0.9281	23.0			65	7
171	MIR13H	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0160	18.0	0.9281	23.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				71.4	13.5	52.3	-1.4				120.6				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:16
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MIN-INVIERNO IN MW/MVAR

X-- AREA	--X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1		1175.7	1330.8	0.0	0.0	0.0	-198.4	43.3	-198.4
GUATEMAL		219.7	275.1	-195.0	0.0	274.8	35.3	379.1	
2		874.6	855.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.6	0.0
SALVADOR		103.4	224.2	-70.3	0.0	226.9	-30.1	206.6	
3		1240.4	1203.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.4	0.0
HONDURAS		493.1	321.1	-46.8	0.0	291.1	51.4	458.4	
4		536.5	525.2	0.0	0.0	0.0	0.0	11.3	0.0
NICARAGU		63.8	207.6	-56.9	0.0	179.6	-51.4	144.1	
5		1304.0	1280.2	0.0	0.0	0.0	-0.1	23.9	0.0
COSTA RI		231.0	520.4	-229.3	0.0	416.8	24.8	331.9	
6		848.4	676.7	0.0	0.0	0.0	151.7	20.0	151.4
PANAMA		27.8	245.6	111.3	0.0	535.9	-28.9	235.6	
7		71.4	24.2	0.0	0.0	0.0	46.7	0.4	47.0
ACANAL		13.5	8.8	0.0	0.0	0.0	-1.2	5.9	

10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6051.0	5895.2	0.0	0.0	0.0	0.0	155.9	0.0
	1152.3	1802.7	-487.0	0.0	1925.1	0.0	1761.7	

3.3 Demanda Máxima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:22
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0023	230.54	11	M.N230	230.00	6	1.0065	231.50
14	PRO230	230.00	6	1.0226	235.20	85	PTP230	230.00	6	1.0082	231.88
96	FOR230	230.00	6	1.0044	231.02	100	BAY230	230.00	6	1.0273	236.28
103	COPESA23	230.00	6	1.0065	231.50	115	PACORA23	230.00	6	1.0094	232.17
144	CANJ230	230.00	6	1.0032	230.74	146	GUALACA230	230.00	6	1.0077	231.76
147	GUASQ230	230.00	6	1.0032	230.73	148	VELADERO 230	230.00	6	1.0004	230.09
190	CHANG230	230.00	6	1.0150	233.46	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0128	232.95
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0164	233.78	311	PANDO230	230.00	6	1.0409	239.41
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0149	233.44	345	LORENA230	230.00	6	1.0122	232.80
371	CAISAN230	230.00	6	1.0397	239.12	540	ANTON	230.00	6	1.0095	232.19
700	BAITUN230	230.00	6	1.0216	234.96	6000	FRONTER	230.00	6	1.0255	235.87
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0173	233.97	6500	FRONT CAISAN	230.00	6	1.0386	238.87

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9949	228.83	5	CHO230	230.00	6	0.9881	227.25
8	LSA230	230.00	6	0.9923	228.23	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9881	227.25
354	SANBARTOLO23	230.00	6	0.9953	228.91	370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9923	228.23
511	LGUIAS230	230.00	6	0.9853	226.63						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:22
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0279	118.21	9	LSA115	115.00	6	1.0368	119.24
15	PRO115	115.00	6	1.0245	117.81	19	C.V115	115.00	6	1.0110	116.26
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0252	117.90	23	CH115	115.00	6	1.0005	115.06
52	TOC115	115.00	6	1.0251	117.88	54	LM1115	115.00	6	1.0248	117.85
55	LM2115	115.00	6	1.0258	117.96	61	FFIELD	115.00	6	1.0213	117.45
87	CAL115	115.00	6	1.0116	116.33	88	EST115	115.00	6	1.0147	116.69
92	L.V115	115.00	6	1.0128	116.47	109	STA RITA115	115.00	6	1.0226	117.60
123	MIR115	115.00	7	1.0041	115.47	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0167	116.92

191	CHANG115	115.00	6	1.0069	115.79	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0255	117.93	
529	TCOLON 115	115.00	6	1.0227	117.61	701	BAITUN115	115.00	6	1.0002	115.02	
702	BJOMIN115	115.00	6	1.0024	115.27							

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9983	114.80	6	CHO115	115.00	6	0.9889	113.73
12	M.N115	115.00	6	0.9968	114.64	18	CAC115	115.00	6	0.9981	114.78
21	C.BAN115	115.00	6	0.9914	114.01	26	LOC115	115.00	6	0.9917	114.05
30	MAR115	115.00	6	0.9893	113.77	33	STM115	115.00	6	0.9963	114.57
37	SAN115	115.00	6	0.9918	114.06	48	TINAJ115	115.00	6	0.9957	114.51
50	M.O115	115.00	6	0.9959	114.52						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:22
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	12.0	25.0	0.0	1.0000	39.9	0.9534	47.0			62	6	
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	12.0	25.0	0.0	1.0000	39.9	0.9534	47.0			62	6	
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	12.5	25.0	0.0	1.0000	40.0	0.9500	47.0			62	6	
90	EST-13L	13.800	E1	22.0	4.9	12.0	-5.0	0.9800	23.0	0.9760	27.0			64	6	
91	EST-13T	13.800	E2	22.0	4.9	12.0	-5.0	0.9800	23.0	0.9760	27.0			64	6	
94	LV-13.8L	13.800	L1	23.2	5.5	12.0	-5.0	0.9800	24.3	0.9725	27.0			64	6	
95	LV-13.8T	13.800	L2	23.2	5.5	12.0	-5.0	0.9800	24.3	0.9725	27.0			64	6	
97	FOR13A	13.800	F1	80.7	-18.1	50.0	-50.0	0.9800	84.4	0.9757	111.0			64	6	
98	FOR13B	13.800	F2	80.7	-18.1	50.0	-50.0	0.9800	84.4	0.9757	111.0			64	6	
101	BAY13A	13.800	B1	47.3	18.4	50.0	-25.0	1.0000	50.7	0.9321	96.0			61	6	SYST
102	BAY13B	13.800	B2	47.2	18.4	50.0	-25.0	1.0000	50.7	0.9319	96.0			61	6	

```
    108 BAY13C      13.800 B3    47.2    18.4    50.0   -25.0 1.0000    50.7  0.9319   100.0                    61
6
    116 PACORA13    13.800 P1    17.1     0.0     8.8     0.0 1.0006    17.1  1.0000    21.7                    61
6
    142 CANJ13A     13.800 C1    50.0    12.3    29.0   -29.0 0.9800    52.5  0.9710    69.0                    64
6
    143 CANJ13B     13.800 C2    50.0    12.3    29.0   -29.0 0.9800    52.5  0.9710    69.0                    64
6
    150 GUALACA 13-213.800 G2    13.0    -4.0     7.4    -7.4 0.9900    13.7  0.9551    14.8                    64
6
    151 GUALACA13.8 13.800 G1    13.0    -4.0     7.4    -7.4 0.9900    13.7  0.9551    14.8                    64
6
    193 GEBONYIC    13.800 G1     8.0    -0.9     4.0    -4.0 1.0000     8.1  0.9936    35.3                    64
6
    193 GEBONYIC    13.800 G2     8.0    -0.9     4.0    -4.0 1.0000     8.1  0.9936    35.3                    64
6
    302 PASOANCH13.813.800 P1     4.7     2.0     2.0    -2.0 0.9658     5.3  0.9216     6.2                    64
6
    304 ALGA13.8    13.800 A1     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.0804     4.8  0.8981     5.7                    64
6
    304 ALGA13.8    13.800 A2     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.0804     4.8  0.8981     5.7                    64
6
    305 ELALTO      13.800 G1    14.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0340    14.4  0.9417    20.6                    64
6
    307 CHAN1 A     13.800 G1    62.0   -19.8    50.0   -50.0 0.9900    65.7  0.9528   118.6                    64
6
    312 PANDO13.8   13.800 G1     9.0    -2.9    10.0    -5.0 1.0000     9.4  0.9526    19.9                    64
6
    312 PANDO13.8   13.800 G2     9.0    -2.9    10.0    -5.0 1.0000     9.4  0.9526    19.9                    64
6
    316 MTE LIRIO13.13.800 G1    17.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0154    17.5  0.9594    27.0                    64
6
    316 MTE LIRIO13.13.800 G2    17.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0154    17.5  0.9594    27.0                    64
6
    317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.2     0.0     0.0     0.0 1.0824     8.5  1.0000    35.3                    64
6
    317 MENDRE13.8  13.800 M2     9.2     0.0     0.0     0.0 1.0824     8.5  1.0000    35.3                    64
6
    323 COCHEA 13.8 13.800 C1     5.5     0.0     0.0     0.0 1.0829     5.1  1.0000    35.3                    64
6
    323 COCHEA 13.8 13.800 C2     5.5     0.0     0.0     0.0 1.0829     5.1  1.0000    35.3                    64
6
    340 PEDGALITO13813.800 P1    22.0     4.0    12.0    -5.0 0.9800    22.8  0.9837    27.0                    64
6
    342 LORENA13.8  13.800 L1    12.0    -3.9    10.5    -5.0 1.0000    12.6  0.9520    19.9                    64
6
```

```
    343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    25.0    -3.0     9.8    -9.8 1.0000    25.2  0.9929    33.0                    64
6
    343 PRUDENCIA_1 13.800 G2    25.0    -3.0     9.8    -9.8 1.0000    25.2  0.9929    33.0                    64
6
    346 LORENA 13-2 13.800 L2    12.0    -3.9    10.5    -5.0 1.0000    12.6  0.9520    19.9                    64
6
    350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0710     3.0  0.9514     6.2                    64
6
    351 PERLAS N13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9755    10.6  0.8742    13.5                    64
6
    352 PERLAS S13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9755    10.6  0.8742    13.5                    64
6
    357 BARTOLO13.8 13.800 G1     7.2     1.6     3.7    -3.7 1.0000     7.4  0.9779     8.5                    64
6
    357 BARTOLO13.8 13.800 G2     7.2     1.6     3.7    -3.7 1.0000     7.4  0.9779     8.5                    64
6
    359 CRUCES13.8  13.800 G1     4.6     0.6     2.3    -2.3 1.0000     4.6  0.9923     5.6                    64
6
    359 CRUCES13.8  13.800 G2     4.6     0.6     2.3    -2.3 1.0000     4.6  0.9923     5.6                    64
6
    361 ESTRECHO4.164.1600 G1     4.9     0.4     2.5    -2.5 1.0000     5.0  0.9962     5.6                    64
6
    361 ESTRECHO4.164.1600 G2     4.9     0.4     2.5    -2.5 1.0000     5.0  0.9962     5.6                    64
6
    363 LAGUNA 13.8 13.800 G1     4.7     0.2     2.4    -2.4 1.0000     4.7  0.9990     5.8                    64
6
    363 LAGUNA 13.8 13.800 G2     4.7     0.2     2.4    -2.4 1.0000     4.7  0.9990     5.8                    64
6
    364 MENDRE2     13.800 G1     7.6     3.9     3.9    -3.9 0.9848     8.7  0.8911     8.9                    64
6
    368 RP-490      13.800 G1     4.7    -1.6     2.4    -2.4 1.0000     5.0  0.9468     5.5                    64
6
    368 RP-490      13.800 G2     4.7    -1.6     2.4    -2.4 1.0000     5.0  0.9468     5.5                    64
6
    369 HCALDERA13.813.800 G1     3.8     1.9     1.9    -1.9 0.9836     4.3  0.8909     4.3                    64
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G1     8.2     3.2     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9323    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.2     3.2     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9323    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.2     3.2     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9323    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.2     3.2     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9323    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G5     8.2     3.2     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9323    10.9                    62
6
```

```
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G0     8.2     3.2     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9323    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.2     3.2     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9323    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.2     3.2     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9323    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.2     3.2     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9323    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G9     8.2     3.2     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9323    10.9                        62
6
    541 TOABRE      0.6000 1     30.0     0.0     0.0     0.0 1.0108    29.7  1.0000    88.9                        64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    26.0     2.0    13.0   -13.0 1.0000    26.1  0.9971    30.5                        64
6
    704 BJOMIN13B   13.800 G2    26.0     2.0    13.0   -13.0 1.0000    26.1  0.9971    30.5                        64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    37.0    -8.0    26.6   -26.6 1.0000    37.8  0.9776    50.6                        64
6
    706 BAITUN13B   13.800 G2    37.0    -8.0    26.6   -26.6 1.0000    37.8  0.9776    50.6                        64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     4.5     2.0     2.0    -2.0 0.9658     5.1  0.9145     6.2                        64
6
 SUBSYSTEM TOTALS              1261.1    77.4   818.1  -582.3                       2022.7

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  16:22
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    19.8     1.0    15.0     0.0 1.0000    19.9  0.9986    44.1                        65
7  AREA
    130 MIR13F      13.800 G5    17.1     0.0     8.0     0.0 1.0143    16.9  1.0000    27.7                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.9    -0.8     2.0    -2.0 1.0000     2.1  0.9193     4.1                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.9    -0.8     2.0    -2.0 1.0000     2.1  0.9193     4.1                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.9    -0.8     2.0    -2.0 1.0000     2.1  0.9193     4.1                        65
7
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.9    -1.6     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9259     5.6                        65
7
```

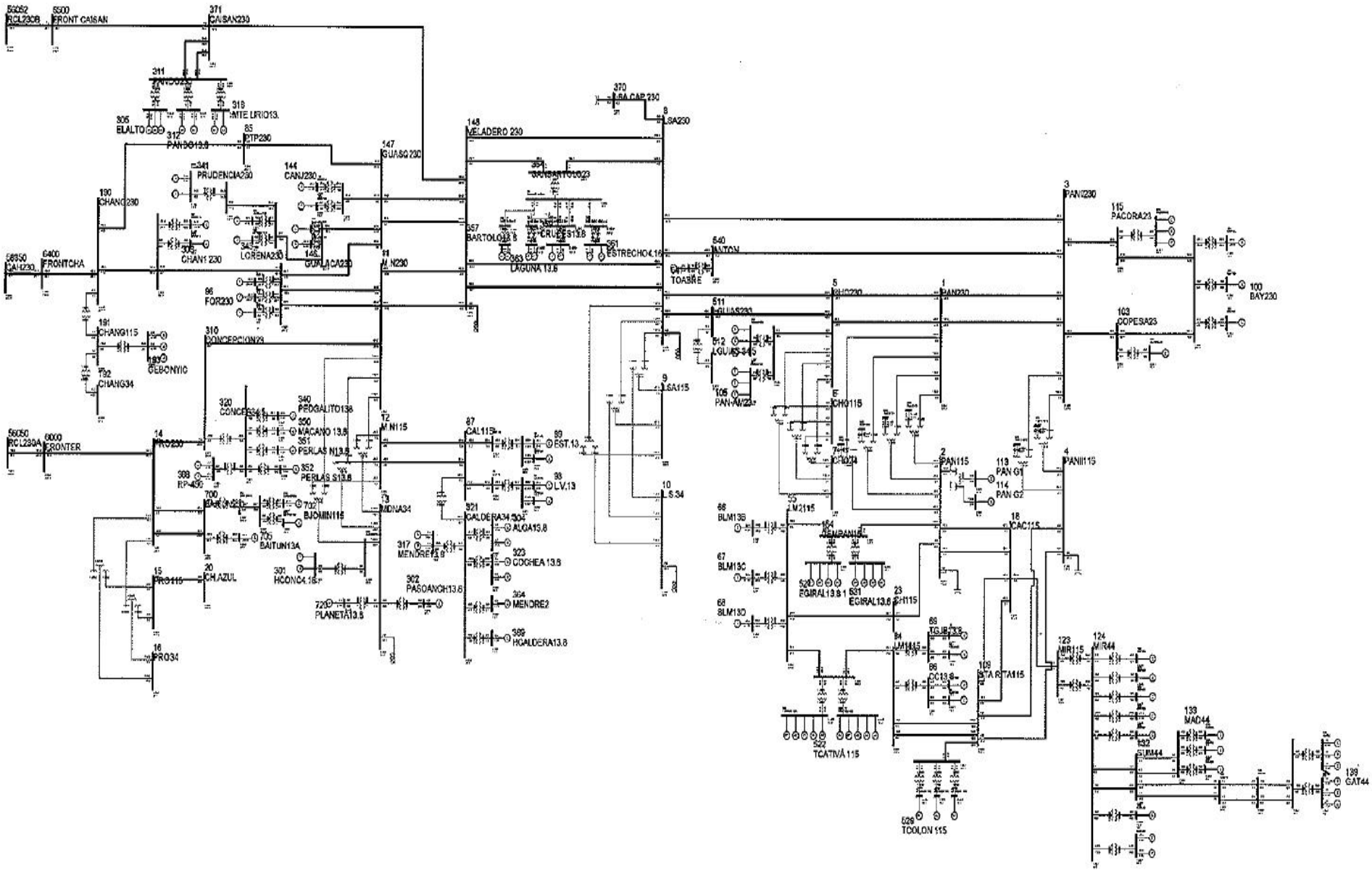
141 GAT6B	6.9000	G5	3.9	-1.6	3.0	-3.0	1.0000	4.2	0.9259	6.2	65
7											
141 GAT6B	6.9000	G6	3.9	-1.6	3.0	-3.0	1.0000	4.2	0.9259	6.2	65
7											
170 MIR13G	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0287	17.8	0.9281	23.0	65
7											
171 MIR13H	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0377	17.7	0.9281	23.0	65
7											
171 MIR13H	13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0377	17.7	0.9281	23.0	65
7											
SUBSYSTEM TOTALS			105.3	14.3	71.5	5.5				171.3	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:22
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	1359.8	1330.8	0.0	0.0	0.0	-14.3	43.3	-12.7
GUATEMAL	197.5	275.1	-198.8	0.0	277.8	2.6	396.5	
2	868.7	855.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.7	0.0
SALVADOR	72.9	224.2	-70.8	0.0	229.1	-26.3	175.0	
3	1236.9	1203.0	0.0	0.0	0.0	0.1	33.8	0.0
HONDURAS	461.3	321.1	-47.4	0.0	294.0	54.0	427.6	
4	532.1	525.2	0.0	0.0	0.0	0.2	6.7	0.0
NICARAGU	32.6	207.6	-57.8	0.0	182.3	-47.2	112.3	
5	1297.2	1280.2	0.0	0.0	0.0	0.9	16.2	0.0
COSTA RI	205.5	520.4	-230.8	0.0	418.9	36.5	298.3	
6	1261.1	1239.2	0.0	0.0	0.0	-47.1	69.1	-47.3
PANAMA	77.4	251.6	-254.5	0.0	558.7	-14.0	653.0	
7	105.3	44.4	0.0	0.0	0.0	60.3	0.7	60.0
ACANAL	14.3	9.0	0.0	0.0	0.0	-5.5	10.8	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6661.2	6477.8	0.0	0.0	0.0	0.0	183.5	0.0

1061.4	1808.9	-859.9	0.0	1960.9	0.0	2073.4

3.4 Demanda Mínima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:26
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.N230	230.00	6	1.0061	231.41	14	PRO230	230.00	6	1.0235	235.41
85	PTP230	230.00	6	1.0101	232.32	96	FOR230	230.00	6	1.0051	231.18
100	BAY230	230.00	6	1.0043	230.98	144	CANJ230	230.00	6	1.0054	231.24
146	GUALACA230	230.00	6	1.0074	231.70	147	GUASQ230	230.00	6	1.0054	231.24
148	VELADERO 230	230.00	6	1.0015	230.35	190	CHANG230	230.00	6	1.0147	233.39
306	CHAN1 230	230.00	6	1.0127	232.91	310	CONCEPCION230	230.00	6	1.0171	233.93
311	PANDO230	230.00	6	1.0440	240.12	341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0105	232.42
345	LORENA230	230.00	6	1.0094	232.16	371	CAISAN230	230.00	6	1.0427	239.83
540	ANTON	230.00	6	1.0052	231.20	700	BAITUN230	230.00	6	1.0221	235.08
6000	FRONTER	230.00	6	1.0267	236.13	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0166	233.82
6500	FRONT CAISAN	230.00	6	1.0414	239.53						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9863	226.85	3	PANII230	230.00	6	0.9904	227.79
5	CHO230	230.00	6	0.9859	226.77	8	LSA230	230.00	6	0.9886	227.38
103	COPESA23	230.00	6	0.9930	228.38	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9859	226.77
115	PACORA23	230.00	6	0.9943	228.70	354	SANBARTOLO23	230.00	6	0.9975	229.42
370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9886	227.38	511	LGUIAS230	230.00	6	0.9873	227.09

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:26
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
9	LSA115	115.00	6	1.0351	119.04	12	M.N115	115.00	6	1.0087	116.00
15	PRO115	115.00	6	1.0254	117.92	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0261	118.00
54	LM1115	115.00	6	1.0026	115.29	55	LM2115	115.00	6	1.0035	115.40
61	FFIELD	115.00	6	1.0005	115.06	87	CAL115	115.00	6	1.0186	117.14
88	EST115	115.00	6	1.0205	117.35	92	L.V115	115.00	6	1.0193	117.22
109	STA RITA115	115.00	6	1.0005	115.06	191	CHANG115	115.00	6	1.0040	115.46
522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0030	115.35	529	TCOLON 115	115.00	6	1.0005	115.06
701	BAITUN115	115.00	6	1.0071	115.82	702	BJOMIN115	115.00	6	1.0071	115.81

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9838	113.14	4	PANII115	115.00	6	0.9982	114.80
6	CHO115	115.00	6	0.9867	113.47	18	CAC115	115.00	6	0.9837	113.12
19	C.V115	115.00	6	0.9877	113.59	21	C.BAN115	115.00	6	0.9778	112.45
23	CH115	115.00	6	0.9852	113.30	26	LOC115	115.00	6	0.9783	112.51
30	MAR115	115.00	6	0.9769	112.35	33	STM115	115.00	6	0.9824	112.97
37	SAN115	115.00	6	0.9776	112.43	48	TINAJ115	115.00	6	0.9820	112.93
50	M.O115	115.00	6	0.9821	112.94	52	TOC115	115.00	6	0.9960	114.55
123	MIR115	115.00	7	0.9893	113.77	154	CEMPAN15	115.00	6	0.9971	114.66

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:26
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	17.0	25.0	0.0	0.9900	42.0	0.9132	47.0			62
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	17.0	25.0	0.0	0.9900	42.0	0.9132	47.0			62
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	17.7	25.0	0.0	0.9900	42.3	0.9068	47.0			62
90	EST-13L	13.800	E1	20.1	6.4	12.0	-5.0	0.9900	21.3	0.9524	27.0			64
94	LV-13.8L	13.800	L1	21.1	6.8	12.0	-5.0	0.9900	22.4	0.9513	27.0			64
97	FOR13A	13.800	F1	62.0	-20.3	50.0	-50.0	0.9800	66.6	0.9506	111.0			64
98	FOR13B	13.800	F2	62.0	-20.3	50.0	-50.0	0.9800	66.6	0.9506	111.0			64
101	BAY13A	13.800	B1	61.1	28.5	50.0	-25.0	0.9900	68.1	0.9062	96.0			61
142	CANJ13A	13.800	C1	47.4	11.1	29.0	-29.0	0.9800	49.7	0.9737	69.0			64
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	13.4	-6.3	7.4	-7.4	0.9800	15.2	0.9043	14.8			64
193	GEBONYIC	13.800	G1	8.0	-2.0	4.0	-4.0	0.9900	8.3	0.9692	35.3			64

6 SYST

```
   193 GEBONYIC    13.800 G2     8.0    -2.0     4.0    -4.0 0.9900     8.3  0.9692    35.3                    64
6
   302 PASOANCH13.813.800 P1     4.3     2.0     2.0    -2.0 0.9480     5.0  0.9078     6.2                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A1     4.2    -2.3     2.3    -2.3 1.0869     4.4  0.8809     5.7                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A2     4.2    -2.3     2.3    -2.3 1.0869     4.4  0.8809     5.7                    64
6
   305 ELALTO      13.800 G1    18.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0370    18.0  0.9635    20.6                    64
6
   307 CHAN1 A     13.800 G1    62.0   -19.6    50.0   -50.0 0.9900    65.7  0.9535   118.6                    64
6
   312 PANDO13.8   13.800 G1     8.2    -4.7    10.0    -5.0 0.9800     9.7  0.8661    19.9                    64
6
   312 PANDO13.8   13.800 G2     8.2    -4.7    10.0    -5.0 0.9800     9.7  0.8661    19.9                    64
6
   316 MTE LIRIO13.13.800 G1    15.5    -5.0    12.0    -5.0 1.0323    15.8  0.9517    27.0                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M1     8.4     0.0     0.0     0.0 1.0891     7.7  1.0000    35.3                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M2     8.4     0.0     0.0     0.0 1.0891     7.7  1.0000    35.3                    64
6
   323 COCHEA 13.8 13.800 C1     5.0     0.0     0.0     0.0 1.0895     4.6  1.0000    35.3                    64
6
   323 COCHEA 13.8 13.800 C2     5.0     0.0     0.0     0.0 1.0895     4.6  1.0000    35.3                    64
6
   340 PEDGALITO13813.800 P1    20.1     6.8    12.0    -5.0 0.9900    21.4  0.9466    27.0                    64
6
   342 LORENA13.8  13.800 L1    12.8    -5.0    10.5    -5.0 0.9936    13.8  0.9311    19.9                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    24.0    -9.8     9.8    -9.8 0.9917   26.1* 0.9263    33.0                    64
6
   350 MACANO 13.8 13.800 G1     2.8    -1.0     1.0    -1.0 1.0753     2.8  0.9424     6.2                    64
6
   351 PERLAS N13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9794    10.5  0.8742    13.5                    64
6
   352 PERLAS S13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9794    10.5  0.8742    13.5                    64
6
   357 BARTOLO13.8 13.800 G1     6.6    -0.1     3.7    -3.7 0.9800     6.7  0.9998     8.5                    64
6
   359 CRUCES13.8  13.800 G1     4.2    -0.4     2.3    -2.3 0.9800     4.3  0.9957     5.6                    64
6
   361 ESTRECHO4.164.1600 G1     4.5    -0.5     2.5    -2.5 0.9800     4.6  0.9939     5.6                    64
6
   363 LAGUNA 13.8 13.800 G1     4.2    -0.6     2.4    -2.4 0.9800     4.4  0.9888     5.8                    64
6
```

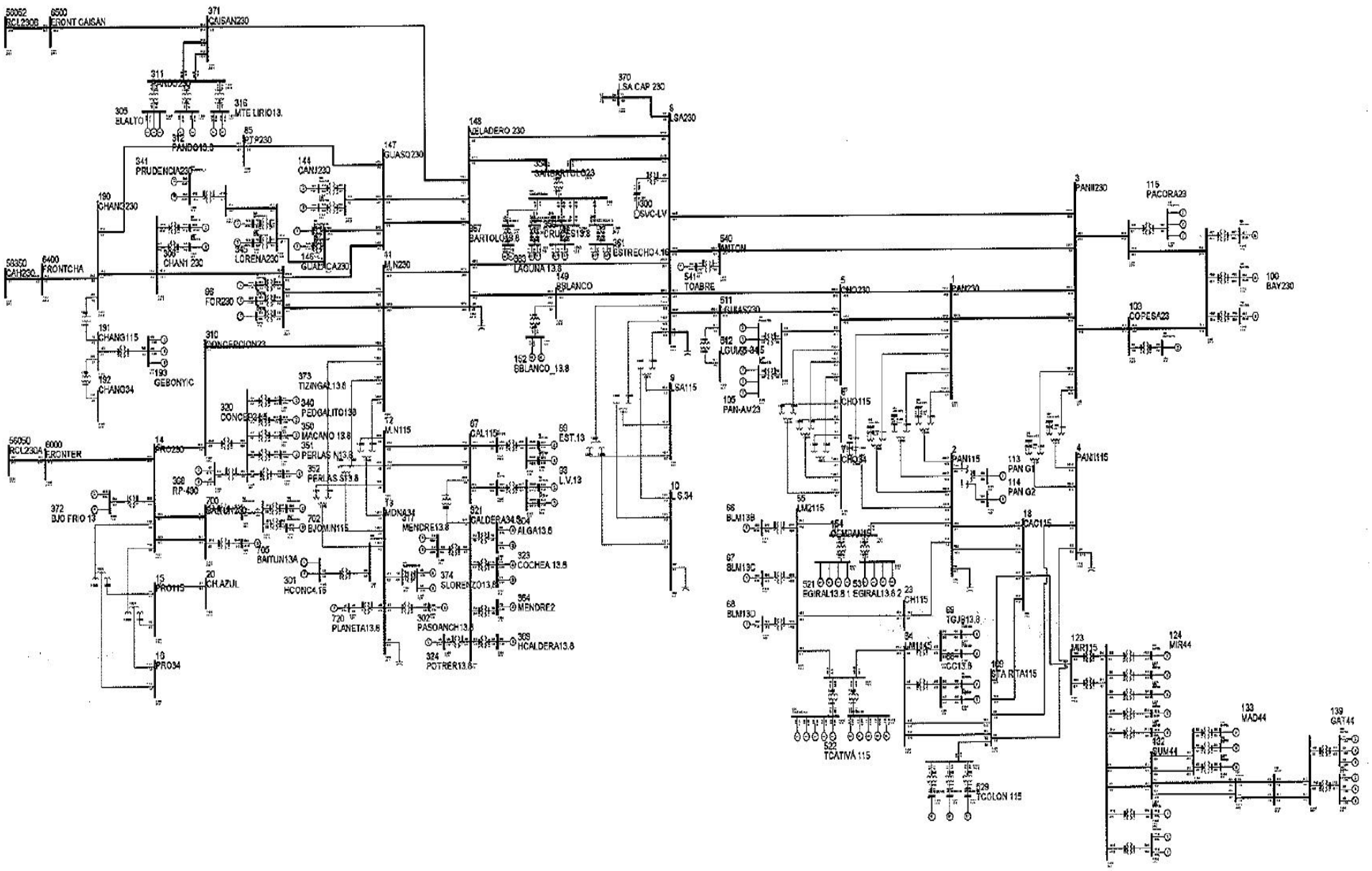
```
    364 MENDRE2     13.800 G1     6.9     2.7     3.9    -3.9 0.9900     7.5  0.9307     8.9                      64
6
    368 RP-490      13.800 G1     4.3    -2.4     2.4    -2.4 0.9943     5.0  0.8724     5.5                      64
6
    368 RP-490      13.800 G2     4.3    -2.4     2.4    -2.4 0.9943     5.0  0.8724     5.5                      64
6
    369 HCALDERA13.813.800 G1     3.5     1.9     1.9    -1.9 0.9895     4.0  0.8727     4.3                      64
6
    541 TOABRE      0.6000 1     19.0     0.0     0.0     0.0 1.0060    18.9  1.0000    88.9                      64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    23.7    -1.9    13.0   -13.0 0.9800    24.3  0.9968    30.5                      64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    36.5   -16.6    26.6   -26.6 0.9800    40.9  0.9097    50.6                      64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     4.1     2.0     2.0    -2.0 0.9480     4.8  0.8997     6.2                      64
6
 SUBSYSTEM TOTALS               768.0    -5.3   500.4  -349.9                        1371.3

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  16:26
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    24.8     6.0    15.0     0.0 1.0000    25.5  0.9715    44.1                      65
7  AREA
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.8    -0.4     2.0    -2.0 1.0000     1.8  0.9724     4.1                      65
7
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.8    -0.4     2.0    -2.0 1.0000     1.8  0.9724     4.1                      65
7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.8    -0.4     2.0    -2.0 1.0000     1.8  0.9724     4.1                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.5    -1.2     3.0    -3.0 1.0000     3.7  0.9482     5.6                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.5    -1.2     3.0    -3.0 1.0000     3.7  0.9482     6.2                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.5    -1.2     3.0    -3.0 1.0000     3.7  0.9482     6.2                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    15.5     6.8    11.2     6.8 1.0244    16.5  0.9153    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    15.5     6.8    11.2     6.8 1.0244    16.5  0.9153    23.0                      65
7
 SUBSYSTEM TOTALS               71.6    14.9    52.3    -1.4                         120.6
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:26
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	1260.6	1330.8	0.0	0.0	0.0	-112.0	41.8	-112.0
GUATEMAL	196.3	275.1	-198.1	0.0	277.3	19.3	377.3	
2	870.6	855.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.6	0.0
SALVADOR	81.5	224.2	-70.6	0.0	228.5	-27.5	183.9	
3	1237.8	1203.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.8	0.0
HONDURAS	470.0	321.1	-47.2	0.0	293.3	52.7	436.7	
4	533.0	525.2	0.0	0.0	0.0	0.0	7.7	0.0
NICARAGU	40.1	207.6	-57.5	0.0	181.6	-48.6	120.3	
5	1297.9	1280.2	0.0	0.0	0.0	0.0	17.7	0.0
COSTA RI	203.5	520.4	-230.5	0.0	418.7	34.4	297.9	
6	768.0	681.5	0.0	0.0	0.0	65.3	21.1	65.0
PANAMA	-5.3	247.4	95.3	0.0	555.5	-29.4	237.0	
7	71.6	24.4	0.0	0.0	0.0	46.7	0.5	47.0
ACANAL	14.9	8.9	0.0	0.0	0.0	-1.1	7.1	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6039.4	5900.2	0.0	0.0	0.0	0.0	139.2	0.0
	1001.0	1804.5	-508.7	0.0	1954.9	0.0	1660.1	

4. Año 2014

4.1 Demanda Máxima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:15
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0060	231.38	11	M.N230	230.00	6	1.0142	233.27
14	PRO230	230.00	6	1.0271	236.24	85	PTP230	230.00	6	1.0161	233.70
96	FOR230	230.00	6	1.0152	233.49	100	BAY230	230.00	6	1.0368	238.47
103	COPESA23	230.00	6	1.0111	232.55	115	PACORA23	230.00	6	1.0142	233.27
144	CANJ230	230.00	6	1.0125	232.88	146	GUALACA230	230.00	6	1.0160	233.69
147	GUASQ230	230.00	6	1.0123	232.83	148	VELADERO 230	230.00	6	1.0043	230.98
149	BBLANCO	230.00	6	1.0025	230.57	190	CHANG230	230.00	6	1.0216	234.96
306	CHAN1 230	230.00	6	1.0204	234.70	310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0228	235.24
311	PANDO230	230.00	6	1.0428	239.85	341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0225	235.18
345	LORENA230	230.00	6	1.0201	234.62	354	SANBARTOLO23	230.00	6	1.0001	230.01
371	CAISAN230	230.00	6	1.0416	239.56	540	ANTON	230.00	6	1.0134	233.08
700	BAITUN230	230.00	6	1.0267	236.15	6000	FRONTER	230.00	6	1.0295	236.79
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0232	235.33	6500	FRONT CAISAN	230.00	6	1.0406	239.33

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9978	229.49	5	CHO230	230.00	6	0.9901	227.73
8	LSA230	230.00	6	1.0000	230.00	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9901	227.73
370	LSA CAP 230	230.00	6	1.0000	230.00	511	LGUIAS230	230.00	6	0.9890	227.48

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:15
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0015	115.17	4	PANII115	115.00	6	1.0320	118.67
9	LSA115	115.00	6	1.0443	120.10	12	M.N115	115.00	6	1.0092	116.06
15	PRO115	115.00	6	1.0290	118.34	18	CAC115	115.00	6	1.0013	115.15
19	C.V115	115.00	6	1.0143	116.64	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0298	118.42
23	CH115	115.00	6	1.0056	115.65	52	TOC115	115.00	6	1.0290	118.33
54	LM1115	115.00	6	1.0337	118.87	55	LM2115	115.00	6	1.0348	119.00
61	FFIELD	115.00	6	1.0298	118.43	87	CAL115	115.00	6	1.0271	118.11
88	EST115	115.00	6	1.0308	118.54	92	L.V115	115.00	6	1.0285	118.28
109	STA RITA115	115.00	6	1.0305	118.51	123	MIR115	115.00	7	1.0068	115.79
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0239	117.75	191	CHANG115	115.00	6	1.0113	116.29
522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0345	118.97	529	TCOLON 115	115.00	6	1.0305	118.51
701	BAITUN115	115.00	6	1.0096	116.11	702	BJOMIN115	115.00	6	1.0118	116.35

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6	CHO115	115.00	6	0.9911	113.97	21	C.BAN115	115.00	6	0.9941	114.32
26	LOC115	115.00	6	0.9945	114.37	30	MAR115	115.00	6	0.9920	114.08
33	STM115	115.00	6	0.9994	114.93	37	SAN115	115.00	6	0.9945	114.37
48	TINAJ115	115.00	6	0.9988	114.86	50	M.O115	115.00	6	0.9989	114.88

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:15
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	16.5	25.0	0.0	1.0180	40.7	0.9175	47.0			62	6	
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	16.5	25.0	0.0	1.0180	40.7	0.9175	47.0			62	6	
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	17.2	25.0	0.0	1.0180	41.0	0.9113	47.0			62	6	
90	EST-13L	13.800	E1	22.8	6.5	12.0	-5.0	1.0000	23.7	0.9621	27.0			64	6	
91	EST-13T	13.800	E2	22.8	6.5	12.0	-5.0	1.0000	23.7	0.9621	27.0			64	6	
94	LV-13.8L	13.800	L1	24.3	7.2	12.0	-5.0	1.0000	25.4	0.9584	27.0			64	6	
95	LV-13.8T	13.800	L2	24.3	7.2	12.0	-5.0	1.0000	25.4	0.9584	27.0			64	6	
97	FOR13A	13.800	F1	80.0	-1.3	50.0	-50.0	1.0100	79.2	0.9999	111.0			64	6	
98	FOR13B	13.800	F2	80.0	-1.3	50.0	-50.0	1.0100	79.2	0.9999	111.0			64	6	
101	BAY13A	13.800	B1	48.7	25.8	50.0	-25.0	1.0180	54.1	0.8834	96.0			61	6	
102	BAY13B	13.800	B2	48.6	25.8	50.0	-25.0	1.0180	54.1	0.8831	96.0			61	6	
108	BAY13C	13.800	B3	48.6	25.8	50.0	-25.0	1.0180	54.1	0.8831	100.0			61	6	
142	CANJ13A	13.800	C1	45.0	14.0	29.0	-29.0	1.0100	46.7	0.9546	69.0			64	6	
143	CANJ13B	13.800	C2	45.0	14.0	29.0	-29.0	1.0100	46.7	0.9546	69.0			64	6	
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	14.0	-1.1	7.4	-7.4	1.0100	13.9	0.9967	14.8			64	6	

```
   152 BBLANCO_13.813.800 G1    13.0     0.1     7.0    -7.0 1.0000    13.0  1.0000    16.0                    64
6
   193 GEBONYIC    13.800 G1     8.0    -1.6     4.0    -4.0 1.0000     8.2  0.9803    35.3                    64
6
   193 GEBONYIC    13.800 G2     8.0    -1.6     4.0    -4.0 1.0000     8.2  0.9803    35.3                    64
6
   300 SVC-LV      13.200 1      0.0   123.1   300.0  -225.0 1.0240   120.2  0.0000   250.0                    63
6
   302 PASOANCH13.813.800 P1     4.8     2.0     2.0    -2.0 0.9712     5.3  0.9216     6.2                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A1     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.0980     4.7  0.8981     5.7                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A2     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.0980     4.7  0.8981     5.7                    64
6
   305 ELALTO      13.800 G1    18.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0358    18.0  0.9635    20.6                    64
6
   307 CHAN1 A     13.800 G1    60.0   -17.8    50.0   -50.0 1.0000    62.6  0.9586   118.6                    64
6
   312 PANDO13.8   13.800 G1     9.0    -3.0    10.0    -5.0 1.0000     9.5  0.9476    19.9                    64
6
   312 PANDO13.8   13.800 G2     9.0    -3.0    10.0    -5.0 1.0000     9.5  0.9476    19.9                    64
6
   316 MTE LIRIO13.13.800 G1    17.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0174    17.4  0.9594    27.0                    64
6
   316 MTE LIRIO13.13.800 G2    17.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0174    17.4  0.9594    27.0                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.4     0.0     0.0     0.0 1.1001     8.5  1.0000    35.3                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M2     9.4     0.0     0.0     0.0 1.1001     8.5  1.0000    35.3                    64
6
   323 COCHEA 13.8 13.800 C1     5.5     0.0     0.0     0.0 1.1005     5.0  1.0000    35.3                    64
6
   323 COCHEA 13.8 13.800 C2     5.5     0.0     0.0     0.0 1.1005     5.0  1.0000    35.3                    64
6
   324 POTRER13.8  13.800 P1     4.0     2.0     2.0    -2.0 0.9996     4.4  0.8929     6.2                    64
6
   340 PEDGALITO13813.800 P1    22.0     7.5    12.0    -5.0 1.0000    23.2  0.9466    27.0                    64
6
   342 LORENA13.8  13.800 L1    12.0    -5.0    10.5    -5.0 1.0045    12.9  0.9229    19.9                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    23.8    -5.2     9.8    -9.8 1.0000    24.4  0.9770    33.0                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G2    23.8    -5.2     9.8    -9.8 1.0000    24.4  0.9770    33.0                    64
6
   346 LORENA 13-2 13.800 L2    12.0    -5.0    10.5    -5.0 1.0045    12.9  0.9229    19.9                    64
6
```

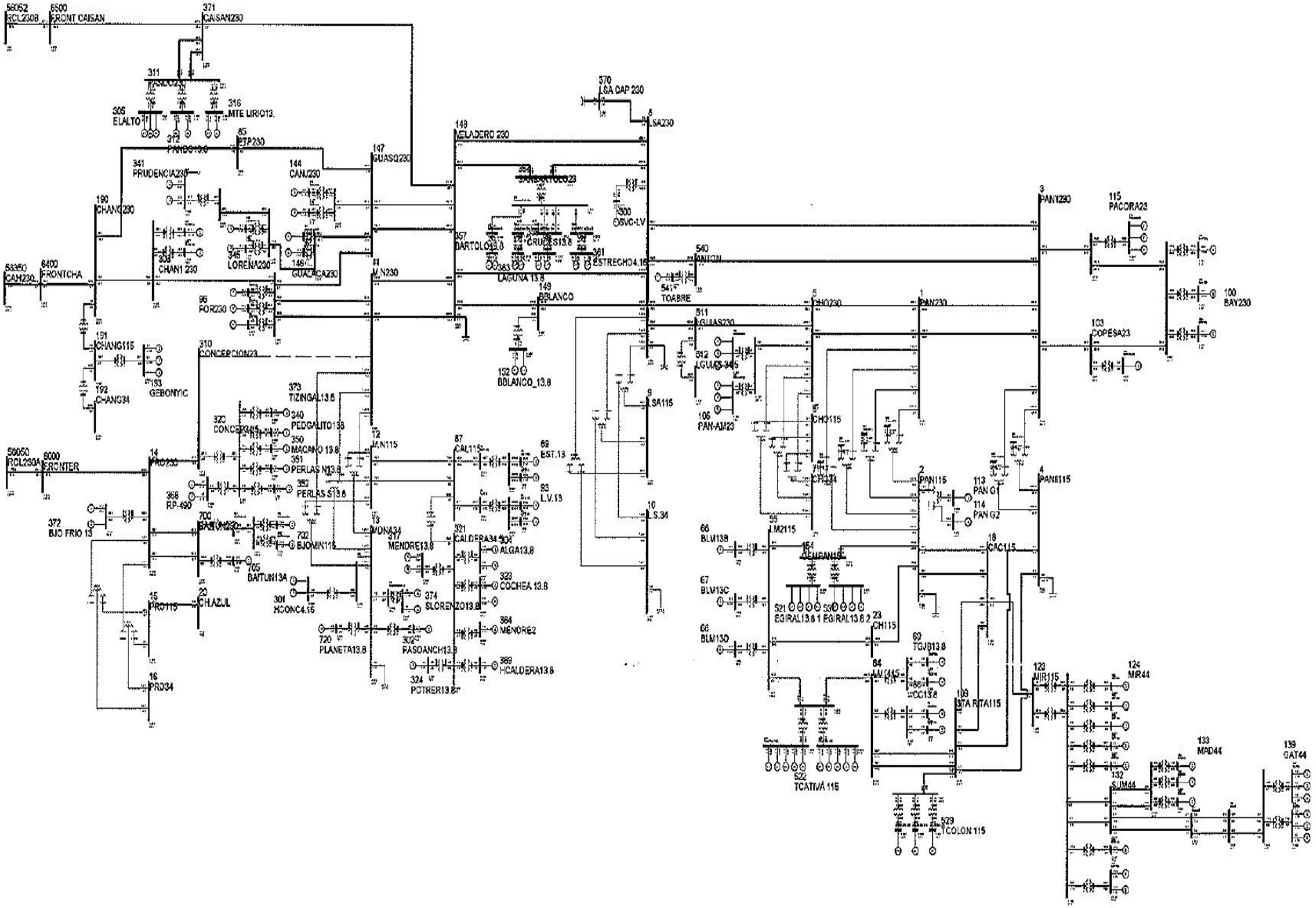
```
    350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0851     3.0  0.9514     6.2                    64
6
    351 PERLAS N13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9883    10.4  0.8742    13.5                    64
6
    352 PERLAS S13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9883    10.4  0.8742    13.5                    64
6
    357 BARTOLO13.8 13.800 G1     6.9     1.6     3.7    -3.7 1.0100     7.0  0.9740     8.5                    64
6
    357 BARTOLO13.8 13.800 G2     6.9     1.6     3.7    -3.7 1.0100     7.0  0.9740     8.5                    64
6
    359 CRUCES13.8  13.800 G1     4.4     0.6     2.3    -2.3 1.0100     4.4  0.9902     5.6                    64
6
    359 CRUCES13.8  13.800 G2     4.4     0.6     2.3    -2.3 1.0100     4.4  0.9902     5.6                    64
6
    361 ESTRECHO4.164.1600 G1     4.7     0.5     2.5    -2.5 1.0100     4.7  0.9948     5.6                    64
6
    361 ESTRECHO4.164.1600 G2     4.7     0.5     2.5    -2.5 1.0100     4.7  0.9948     5.6                    64
6
    363 LAGUNA 13.8 13.800 G1     4.4     0.3     2.4    -2.4 1.0100     4.4  0.9983     5.8                    64
6
    363 LAGUNA 13.8 13.800 G2     4.4     0.3     2.4    -2.4 1.0100     4.4  0.9983     5.8                    64
6
    364 MENDRE2     13.800 G1     7.6     2.6     3.9    -3.9 1.0000     8.0  0.9452     8.9                    64
6
    368 RP-490      13.800 G1     4.7    -2.4     2.4    -2.4 1.0037     5.3  0.8906     5.5                    64
6
    368 RP-490      13.800 G2     4.7    -2.4     2.4    -2.4 1.0037     5.3  0.8906     5.5                    64
6
    369 HCALDERA13.813.800 G1     3.8     1.9     1.9    -1.9 0.9996     4.3  0.8909     4.3                    64
6
    372 BJO FRIO 13 13.800 G1    23.8    -9.8     9.8    -9.8 1.0086    25.5  0.9252    33.0                    64
6
    373 TIZINGAL13.813.800 G1     4.4     2.2     2.2    -2.2 0.9866     5.0  0.8909    21.6                    64
6
    374 SLORENZO13.813.800 G1     3.9    -1.7     2.0    -2.0 1.0000     4.2  0.9188     4.5                    64
6
    374 SLORENZO13.813.800 G2     3.9    -1.7     2.0    -2.0 1.0000     4.2  0.9188     4.5                    64
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G1     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8988    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8988    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8988    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8988    10.9                    62
6
```

```
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G5     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8988    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G0     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8988    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8988    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8988    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8988    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G9     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8988    10.9                        62
6
    541 TOABRE      0.6000 1     25.0     0.0     0.0     0.0 1.0144    24.6  1.0000    88.9                        64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    23.8     1.7    13.0   -13.0 1.0100    23.6  0.9976    30.5                        64
6
    704 BJOMIN13B   13.800 G2    23.8     1.7    13.0   -13.0 1.0100    23.6  0.9976    30.5                        64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    34.4    -6.1    26.6   -26.6 1.0100    34.6  0.9845    50.6                        64
6
    706 BAITUN13B   13.800 G2    34.4    -6.1    26.6   -26.6 1.0100    34.6  0.9845    50.6                        64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     4.5     2.0     2.0    -2.0 0.9712     5.1  0.9145     6.2                        64
6
 SUBSYSTEM TOTALS              1265.5   284.1  1126.8  -824.8                      2322.2

--------------------------------------------------------------------------------

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  15:15
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    22.3     0.3    15.0     0.0 1.0000    22.3  0.9999    44.1                        65
7  AREA
    130 MIR13F      13.800 G5    17.1     0.0     8.0     0.0 1.0154    16.8  1.0000    27.7                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.9    -1.0     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8953     4.1                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.9    -1.0     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8953     4.1                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.9    -1.0     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8953     4.1                        65
7
```

```
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9142     5.6                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9142     6.2                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9142     6.2                      65
7
    170 MIR13G      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0298    17.8  0.9281    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0388    17.6  0.9281    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0388    17.6  0.9281    23.0                      65
7
 SUBSYSTEM TOTALS              107.8    12.7    71.5     5.5                            171.3

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  15:15
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                                AREA TOTALS
 AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO                                IN MW/MVAR

                 FROM      TO    TO BUS  TO LINE     FROM      TO           DESIRED
 X-- AREA --X GENERATION  LOAD    SHUNT    SHUNT CHARGING  NET INT   LOSSES  NET INT

    1          1455.1   1330.8      0.0      0.0      0.0     76.6     47.7     70.2
 GUATEMAL       230.8    275.1   -197.7      0.0    276.0    -13.8    443.2

    2           868.7    855.0      0.0      0.0      0.0     -0.8     14.5      0.0
 SALVADOR        81.3    224.2    -70.7      0.0    228.5    -24.9    181.3

    3          1236.9   1203.0      0.0      0.0      0.0     -0.9     34.8      0.0
 HONDURAS       470.0    321.1    -47.2      0.0    293.0     55.3    433.8

    4           532.1    525.2      0.0      0.0      0.0     -1.4      8.3      0.0
 NICARAGU        42.7    207.6    -57.5      0.0    181.5    -47.5    121.6

    5          1296.9   1280.2      0.0      0.0      0.0     -3.0     19.7      0.0
 COSTA RI       233.0    520.4   -230.1      0.0    417.8     28.0    332.5

    6          1265.5   1311.1      0.0      0.0      0.0   -130.7     85.1   -130.2
 PANAMA         284.1    266.2   -211.9      0.0    541.1     11.0    759.9

    7           107.8     47.0      0.0      0.0      0.0     60.1      0.7     60.0
 ACANAL          12.7      9.5      0.0      0.0      0.0     -8.1     11.2

   10            0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
 COLOMBIA        0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
```

TOTALS	6763.0	6552.2	0.0	0.0	0.0	0.0	210.7	0.0
	1354.6	1824.0	-815.0	0.0	1938.0	0.0	2283.5	

4.1.1. Contingencia Mata de Nance - Concepción



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:25
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONC MDN-CONC

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0061	231.40	11	M.N230	230.00	6	1.0055	231.27
14	PRO230	230.00	6	1.0289	236.65	85	PTP230	230.00	6	1.0100	232.30
96	FOR230	230.00	6	1.0093	232.13	100	BAY230	230.00	6	1.0369	238.48
103	COPESA23	230.00	6	1.0112	232.57	115	PACORA23	230.00	6	1.0143	233.29
144	CANJ230	230.00	6	1.0072	231.66	146	GUALACA230	230.00	6	1.0109	232.50
147	GUASQ230	230.00	6	1.0070	231.61	190	CHANG230	230.00	6	1.0155	233.57
306	CHAN1 230	230.00	6	1.0151	233.47	310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0328	237.55
311	PANDO230	230.00	6	1.0306	237.04	341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0177	234.06
345	LORENA230	230.00	6	1.0151	233.47	371	CAISAN230	230.00	6	1.0292	236.72
540	ANTON	230.00	6	1.0134	233.09	700	BAITUN230	230.00	6	1.0283	236.51
6000	FRONTER	230.00	6	1.0286	236.57	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0167	233.83
6500	FRONT CAISAN	230.00	6	1.0290	236.67						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9979	229.51	5	CHO230	230.00	6	0.9902	227.75
8	LSA230	230.00	6	1.0000	230.00	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9902	227.75
148	VELADERO 230	230.00	6	0.9985	229.65	149	BBLANCO	230.00	6	0.9972	229.35
354	SANBARTOLO23	230.00	6	0.9964	229.18	370	LSA CAP 230	230.00	6	1.0000	230.00
511	LGUIAS230	230.00	6	0.9891	227.49						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:25
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONC MDN-CONC

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0016	115.18	4	PANII115	115.00	6	1.0320	118.68
9	LSA115	115.00	6	1.0443	120.10	12	M.N115	115.00	6	1.0044	115.50
15	PRO115	115.00	6	1.0308	118.54	18	CAC115	115.00	6	1.0014	115.16
19	C.V115	115.00	6	1.0144	116.65	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0315	118.63
23	CH115	115.00	6	1.0057	115.65	52	TOC115	115.00	6	1.0290	118.34
54	LM1115	115.00	6	1.0337	118.88	55	LM2115	115.00	6	1.0348	119.00
61	FFIELD	115.00	6	1.0299	118.44	87	CAL115	115.00	6	1.0241	117.78
88	EST115	115.00	6	1.0281	118.23	92	L.V115	115.00	6	1.0257	117.95
109	STA RITA115	115.00	6	1.0306	118.52	123	MIR115	115.00	7	1.0069	115.79
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0240	117.76	191	CHANG115	115.00	6	1.0070	115.81
522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0346	118.97	529	TCOLON 115	115.00	6	1.0306	118.52
701	BAITUN115	115.00	6	1.0106	116.22	702	BJOMIN115	115.00	6	1.0127	116.46

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6	CHO115	115.00	6	0.9911	113.98	21	C.BAN115	115.00	6	0.9942	114.33
26	LOC115	115.00	6	0.9946	114.38	30	MAR115	115.00	6	0.9921	114.09
33	STM115	115.00	6	0.9995	114.94	37	SAN115	115.00	6	0.9946	114.38
48	TINAJ115	115.00	6	0.9989	114.87	50	M.O115	115.00	6	0.9990	114.89

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:25
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONC MDN-CONC

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	16.5	25.0	0.0	1.0180	40.7	0.9178	47.0			62
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	16.5	25.0	0.0	1.0180	40.7	0.9178	47.0			62
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	17.2	25.0	0.0	1.0180	41.0	0.9116	47.0			62
90	EST-13L	13.800	E1	22.8	7.2	12.0	-5.0	1.0000	24.0	0.9533	27.0			64
91	EST-13T	13.800	E2	22.8	7.2	12.0	-5.0	1.0000	24.0	0.9533	27.0			64
94	LV-13.8L	13.800	L1	24.4	8.1	12.0	-5.0	1.0000	25.7	0.9493	27.0			64
95	LV-13.8T	13.800	L2	24.4	8.1	12.0	-5.0	1.0000	25.7	0.9493	27.0			64
97	FOR13A	13.800	F1	80.2	4.1	50.0	-50.0	1.0100	79.5	0.9987	111.0			64
98	FOR13B	13.800	F2	80.2	4.1	50.0	-50.0	1.0100	79.5	0.9987	111.0			64
101	BAY13A	13.800	B1	48.9	25.8	50.0	-25.0	1.0180	54.3	0.8845	96.0			61
102	BAY13B	13.800	B2	48.8	25.8	50.0	-25.0	1.0180	54.2	0.8839	96.0			61
108	BAY13C	13.800	B3	48.8	25.8	50.0	-25.0	1.0180	54.2	0.8840	100.0			61
142	CANJ13A	13.800	C1	45.1	14.9	29.0	-29.0	1.0100	47.0	0.9493	69.0			64
143	CANJ13B	13.800	C2	45.1	14.9	29.0	-29.0	1.0100	47.0	0.9493	69.0			64
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	14.0	0.2	7.4	-7.4	1.0100	13.9	0.9999	14.8			64

```
   152 BBLANCO_13.813.800 G1    13.0     1.0     7.0    -7.0 1.0000    13.0  0.9972    16.0                    64
6
   193 GEBONYIC    13.800 G1     8.1    -0.9     4.0    -4.0 1.0000     8.1  0.9934    35.3                    64
6
   193 GEBONYIC    13.800 G2     8.1    -0.9     4.0    -4.0 1.0000     8.1  0.9934    35.3                    64
6
   300 SVC-LV      13.200 1      0.2   173.0   300.0  -225.0 1.2137   142.5  0.0012   250.0                    63
6
   302 PASOANCH13.813.800 P1     4.8     2.0     2.0    -2.0 0.9630     5.4  0.9219     6.2                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A1     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.0973     4.7  0.8981     5.7                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A2     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.0973     4.7  0.8981     5.7                    64
6
   305 ELALTO      13.800 G1    18.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0235    18.3  0.9636    20.6                    64
6
   307 CHAN1 A     13.800 G1    60.2   -12.7    50.0   -50.0 1.0000    61.5  0.9786   118.6                    64
6
   312 PANDO13.8   13.800 G1     9.0    -2.0    10.0    -5.0 1.0000     9.3  0.9758    19.9                    64
6
   312 PANDO13.8   13.800 G2     9.0    -2.0    10.0    -5.0 1.0000     9.3  0.9758    19.9                    64
6
   316 MTE LIRIO13.13.800 G1    17.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0048    17.6  0.9594    27.0                    64
6
   316 MTE LIRIO13.13.800 G2    17.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0048    17.6  0.9594    27.0                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.5     0.0     0.0     0.0 1.0993     8.6  1.0000    35.3                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M2     9.5     0.0     0.0     0.0 1.0993     8.6  1.0000    35.3                    64
6
   323 COCHEA 13.8 13.800 C1     5.5     0.0     0.0     0.0 1.0998     5.0  1.0000    35.3                    64
6
   323 COCHEA 13.8 13.800 C2     5.5     0.0     0.0     0.0 1.0998     5.0  1.0000    35.3                    64
6
   324 POTRER13.8  13.800 P1     4.0     2.0     2.0    -2.0 0.9990     4.4  0.8929     6.2                    64
6
   340 PEDGALITO13813.800 P1    22.0     5.1    12.0    -5.0 1.0000    22.6  0.9741    27.0                    64
6
   342 LORENA13.8  13.800 L1    12.0    -4.8    10.5    -5.0 1.0000    12.9  0.9280    19.9                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    23.8    -3.8     9.8    -9.8 1.0000    24.2  0.9873    33.0                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G2    23.8    -3.8     9.8    -9.8 1.0000    24.2  0.9873    33.0                    64
6
   346 LORENA 13-2 13.800 L2    12.0    -4.8    10.5    -5.0 1.0000    12.9  0.9280    19.9                    64
6
```

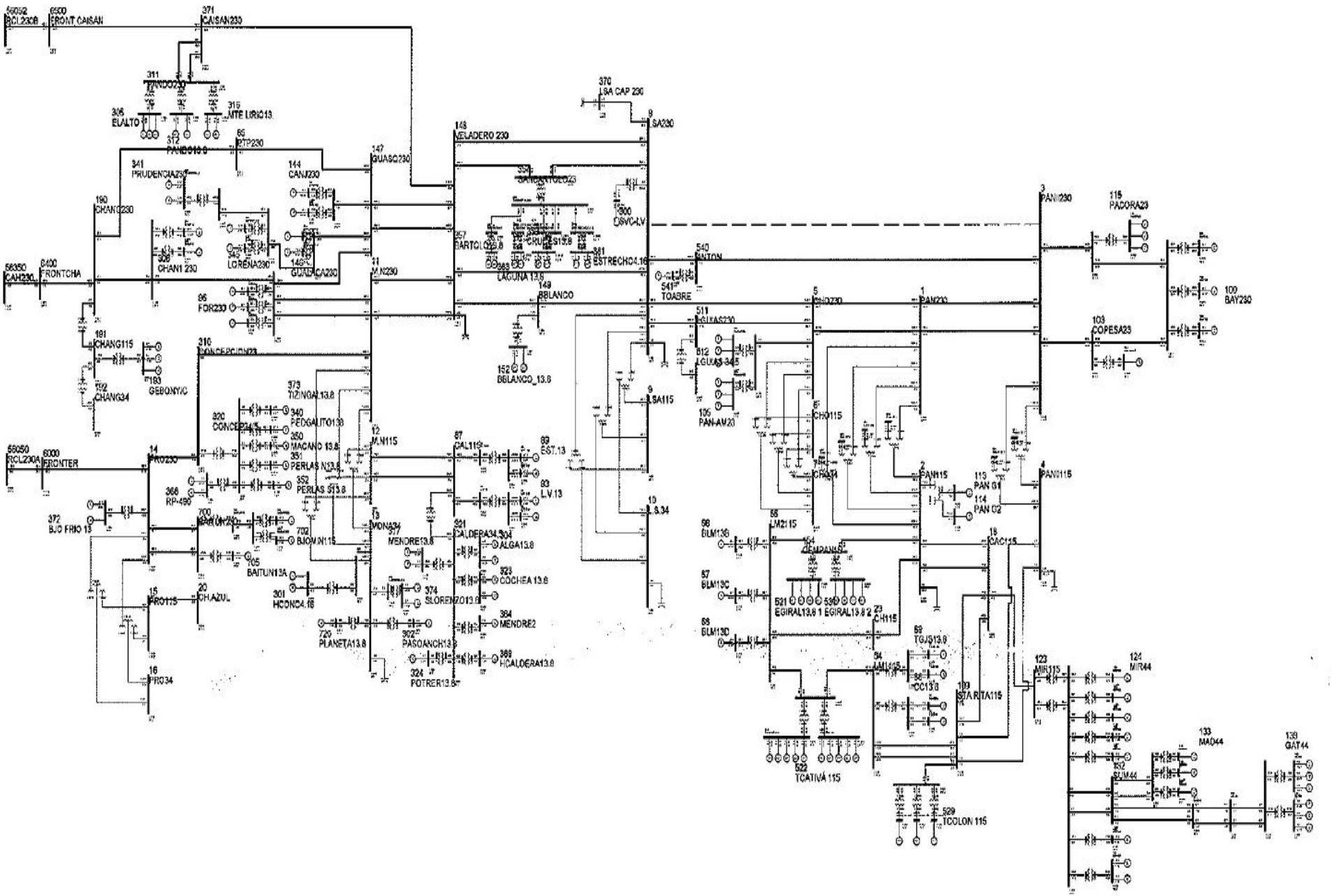
```
    350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0907     3.0  0.9517     6.2                    64
6
    351 PERLAS N13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9933    10.4  0.8746    13.5                    64
6
    352 PERLAS S13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9933    10.4  0.8746    13.5                    64
6
    357 BARTOLO13.8 13.800 G1     6.9     1.7     3.7    -3.7 1.0100     7.0  0.9702     8.5                    64
6
    357 BARTOLO13.8 13.800 G2     6.9     1.7     3.7    -3.7 1.0100     7.0  0.9702     8.5                    64
6
    359 CRUCES13.8  13.800 G1     4.4     0.7     2.3    -2.3 1.0100     4.4  0.9879     5.6                    64
6
    359 CRUCES13.8  13.800 G2     4.4     0.7     2.3    -2.3 1.0100     4.4  0.9879     5.6                    64
6
    361 ESTRECHO4.164.1600 G1     4.7     0.5     2.5    -2.5 1.0100     4.7  0.9933     5.6                    64
6
    361 ESTRECHO4.164.1600 G2     4.7     0.5     2.5    -2.5 1.0100     4.7  0.9933     5.6                    64
6
    363 LAGUNA 13.8 13.800 G1     4.4     0.3     2.4    -2.4 1.0100     4.4  0.9973     5.8                    64
6
    363 LAGUNA 13.8 13.800 G2     4.4     0.3     2.4    -2.4 1.0100     4.4  0.9973     5.8                    64
6
    364 MENDRE2     13.800 G1     7.6     3.7     3.9    -3.9 1.0000     8.5  0.8991     8.9                    64
6
    368 RP-490      13.800 G1     4.7    -2.4     2.4    -2.4 1.0092     5.3  0.8906     5.5                    64
6
    368 RP-490      13.800 G2     4.7    -2.4     2.4    -2.4 1.0092     5.3  0.8906     5.5                    64
6
    369 HCALDERA13.813.800 G1     3.8     1.9     1.9    -1.9 0.9990     4.3  0.8909     4.3                    64
6
    372 BJO FRIO 13 13.800 G1    23.8    -9.8     9.8    -9.8 1.0104    25.5  0.9255    33.0                    64
6
    373 TIZINGAL13.813.800 G1     4.4     2.2     2.2    -2.2 0.9916     5.0  0.8922    21.6                    64
6
    374 SLORENZO13.813.800 G1     3.9    -1.1     2.0    -2.0 1.0000     4.0  0.9599     4.5                    64
6
    374 SLORENZO13.813.800 G2     3.9    -1.1     2.0    -2.0 1.0000     4.0  0.9599     4.5                    64
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G1     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8993    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8993    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8993    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8993    10.9                    62
6
```

```
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G5     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8993    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G0     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8993    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8993    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8993    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8993    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G9     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8993    10.9                        62
6
    541 TOABRE      0.6000 1     25.1     0.0     0.0     0.0 1.0145    24.7  1.0000    88.9                        64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    23.8     1.5    13.0   -13.0 1.0100    23.7  0.9979    30.5                        64
6
    704 BJOMIN13B   13.800 G2    23.8     1.5    13.0   -13.0 1.0100    23.7  0.9979    30.5                        64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    34.5    -6.8    26.6   -26.6 1.0100    34.8  0.9809    50.6                        64
6
    706 BAITUN13B   13.800 G2    34.5    -6.8    26.6   -26.6 1.0100    34.8  0.9809    50.6                        64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     4.5     2.0     2.0    -2.0 0.9630     5.1  0.9145     6.2                        64
6
 SUBSYSTEM TOTALS              1268.4   362.3  1126.8  -824.8                      2322.2

------------------------------------------------------------------------------

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  15:25
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONC MDN-CONC

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    22.3     0.3    15.0     0.0 1.0000    22.3  0.9999    44.1                        65
7  AREA
    130 MIR13F      13.800 G5    17.1     0.0     8.0     0.0 1.0154    16.9  1.0000    27.7                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.9    -1.0     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8952     4.1                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.9    -1.0     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8952     4.1                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.9    -1.0     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8952     4.1                        65
7
```

```
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9141     5.6                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9141     6.2                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9141     6.2                      65
7
    170 MIR13G      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0298    17.8  0.9283    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0389    17.7  0.9283    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0389    17.7  0.9283    23.0                      65
7
 SUBSYSTEM TOTALS              108.0    12.7    71.5     5.5                           171.3

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  15:28
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                                AREA TOTALS
 AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONC MDN-CONC                  IN MW/MVAR

                  FROM      TO    TO BUS  TO LINE     FROM      TO           DESIRED
 X-- AREA --X GENERATION    LOAD    SHUNT    SHUNT CHARGING  NET INT   LOSSES  NET INT

    1          1457.1   1330.8      0.0      0.0      0.0     78.5     47.7     70.2
 GUATEMAL       231.0    275.1   -197.6      0.0    276.0    -14.0    443.7

    2           869.6    855.0      0.0      0.0      0.0      0.0     14.6      0.0
 SALVADOR        81.7    224.2    -70.7      0.0    228.5    -25.1    181.8

    3          1237.6   1203.0      0.0      0.0      0.0     -0.2     34.9      0.0
 HONDURAS       470.6    321.1    -47.1      0.0    292.9     55.2    434.4

    4           532.4    525.2      0.0      0.0      0.0     -1.2      8.4      0.0
 NICARAGU        43.6    207.6    -57.4      0.0    181.4    -47.5    122.3

    5          1298.0   1280.2      0.0      0.0      0.0     -3.3     21.2      0.0
 COSTA RI       245.3    520.4   -229.6      0.0    416.5     26.4    344.6

    6          1268.4   1311.1      0.0      0.0      0.0   -133.9     91.2   -130.2
 PANAMA         362.3    266.2   -211.9      0.0    532.5     13.1    827.4

    7           108.0     47.0      0.0      0.0      0.0     60.3      0.7     60.0
 ACANAL          12.7      9.5      0.0      0.0      0.0     -8.1     11.3

   10            0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
 COLOMBIA        0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
```

TOTALS	6771.0	6552.2	0.0	0.0	0.0	0.0	218.7	0.0
	1447.2	1824.0	-814.4	0.0	1927.8	0.0	2365.3	

4.1.2. Contingencia Llano Sánchez – Panamá II



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:34
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.N230	230.00	6	1.0133	233.05	14	PRO230	230.00	6	1.0262	236.04
85	PTP230	230.00	6	1.0152	233.49	96	FOR230	230.00	6	1.0144	233.31
100	BAY230	230.00	6	1.0268	236.16	144	CANJ230	230.00	6	1.0116	232.67
146	GUALACA230	230.00	6	1.0152	233.49	147	GUASQ230	230.00	6	1.0114	232.62
148	VELADERO 230	230.00	6	1.0032	230.73	149	BBLANCO	230.00	6	1.0014	230.32
190	CHANG230	230.00	6	1.0209	234.80	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0198	234.55
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0219	235.03	311	PANDO230	230.00	6	1.0417	239.58
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0217	235.00	345	LORENA230	230.00	6	1.0193	234.43
371	CAISAN230	230.00	6	1.0404	239.29	700	BAITUN230	230.00	6	1.0259	235.97
6000	FRONTER	230.00	6	1.0286	236.58	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0224	235.16
6500	FRONT CAISAN	230.00	6	1.0394	239.06						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9803	225.46	3	PANII230	230.00	6	0.9894	227.56
5	CHO230	230.00	6	0.9696	223.00	103	COPESA23	230.00	6	0.9955	228.96
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9696	223.00	115	PACORA23	230.00	6	0.9994	229.87
354	SANBARTOLO23	230.00	6	0.9992	229.81	511	LGUIAS230	230.00	6	0.9743	224.08
540	ANTON	230.00	6	0.9964	229.17						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:34
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0161	116.85	9	LSA115	115.00	6	1.0443	120.10
12	M.N115	115.00	6	1.0085	115.98	15	PRO115	115.00	6	1.0281	118.24
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0289	118.32	52	TOC115	115.00	6	1.0131	116.50
54	LM1115	115.00	6	1.0250	117.88	55	LM2115	115.00	6	1.0262	118.02
61	FFIELD	115.00	6	1.0212	117.44	87	CAL115	115.00	6	1.0266	118.06
88	EST115	115.00	6	1.0304	118.49	92	L.V115	115.00	6	1.0281	118.23
109	STA RITA115	115.00	6	1.0204	117.35	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0133	116.53
191	CHANG115	115.00	6	1.0108	116.24	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0259	117.98
529	TCOLON 115	115.00	6	1.0204	117.35	701	BAITUN115	115.00	6	1.0090	116.04
702	BJOMIN115	115.00	6	1.0113	116.29						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9859	113.37	6	CHO115	115.00	6	0.9705	111.61
18	CAC115	115.00	6	0.9858	113.36	19	C.V115	115.00	6	0.9983	114.81
21	C.BAN115	115.00	6	0.9783	112.50	23	CH115	115.00	6	0.9928	114.17
26	LOC115	115.00	6	0.9787	112.55	30	MAR115	115.00	6	0.9762	112.26
33	STM115	115.00	6	0.9838	113.13	37	SAN115	115.00	6	0.9786	112.54
48	TINAJ115	115.00	6	0.9831	113.06	50	M.O115	115.00	6	0.9832	113.07
123	MIR115	115.00	7	0.9927	114.16						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:34
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE
AREA SWING														
66	BLM13B	13.800	V2	38.1	20.2	25.0	0.0	1.0180	42.4	0.8832	47.0			62
6														
67	BLM13C	13.800	V3	38.1	20.2	25.0	0.0	1.0180	42.4	0.8832	47.0			62
6														
68	BLM13D	13.800	V4	38.1	21.1	25.0	0.0	1.0180	42.8	0.8746	47.0			62
6														
90	EST-13L	13.800	E1	22.9	6.6	12.0	-5.0	1.0000	23.8	0.9611	27.0			64
6														
91	EST-13T	13.800	E2	22.9	6.6	12.0	-5.0	1.0000	23.8	0.9611	27.0			64
6														
94	LV-13.8L	13.800	L1	24.4	7.4	12.0	-5.0	1.0000	25.5	0.9573	27.0			64
6														
95	LV-13.8T	13.800	L2	24.4	7.4	12.0	-5.0	1.0000	25.5	0.9573	27.0			64
6														
97	FOR13A	13.800	F1	80.4	-0.5	50.0	-50.0	1.0100	79.6	1.0000	111.0			64
6														
98	FOR13B	13.800	F2	80.4	-0.5	50.0	-50.0	1.0100	79.6	1.0000	111.0			64
6														
101	BAY13A	13.800	B1	49.1	33.5	50.0	-25.0	1.0180	58.4	0.8260	96.0			61
6														
102	BAY13B	13.800	B2	48.9	33.5	50.0	-25.0	1.0180	58.3	0.8254	96.0			61
6														
108	BAY13C	13.800	B3	49.0	33.5	50.0	-25.0	1.0180	58.3	0.8254	100.0			61
6														
142	CANJ13A	13.800	C1	45.2	14.3	29.0	-29.0	1.0100	47.0	0.9538	69.0			64
6														
143	CANJ13B	13.800	C2	45.2	14.3	29.0	-29.0	1.0100	47.0	0.9538	69.0			64
6														
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	14.0	-0.9	7.4	-7.4	1.0100	13.9	0.9978	14.8			64
6														

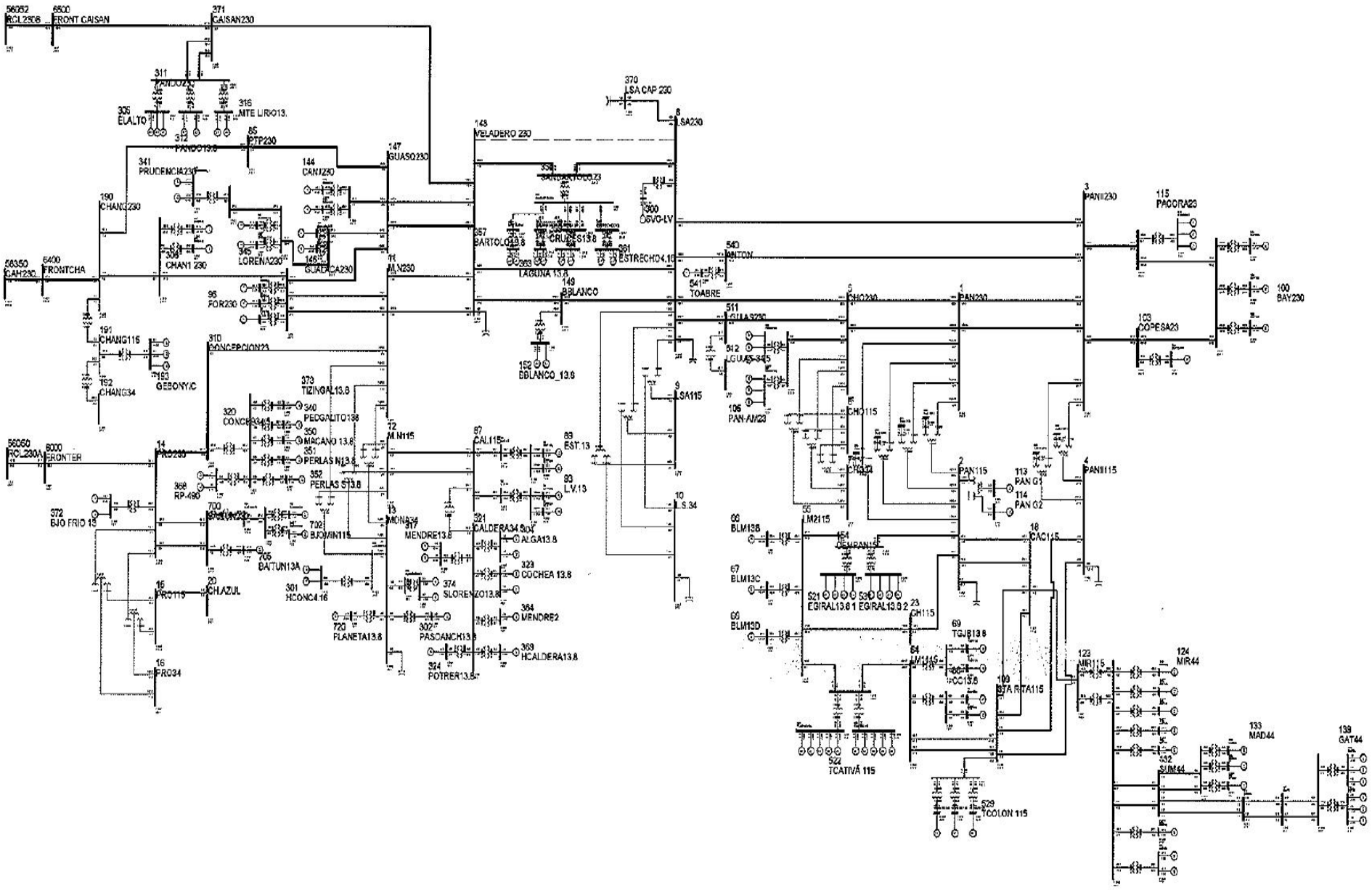
```
   152 BBLANCO_13.813.800 G1    13.0     0.3     7.0    -7.0 1.0000    13.0  0.9998    16.0                    64
6
   193 GEBONYIC    13.800 G1     8.1    -1.5     4.0    -4.0 1.0000     8.3  0.9828    35.3                    64
6
   193 GEBONYIC    13.800 G2     8.1    -1.5     4.0    -4.0 1.0000     8.3  0.9828    35.3                    64
6
   300 SVC-LV      13.200 1      0.5   277.7   300.0  -225.0 1.3164   211.0  0.0018   250.0                    63
6
   302 PASOANCH13.813.800 P1     4.8     2.0     2.0    -2.0 0.9703     5.3  0.9222     6.2                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A1     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.0979     4.7  0.8981     5.7                    64
6
   304 ALGA13.8    13.800 A2     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.0979     4.7  0.8981     5.7                    64
6
   305 ELALTO      13.800 G1    18.1    -5.0    12.0    -5.0 1.0346    18.1  0.9638    20.6                    64
6
   307 CHAN1 A     13.800 G1    60.4   -17.2    50.0   -50.0 1.0000    62.8  0.9617   118.6                    64
6
   312 PANDO13.8   13.800 G1     9.1    -2.9    10.0    -5.0 1.0000     9.5  0.9516    19.9                    64
6
   312 PANDO13.8   13.800 G2     9.1    -2.9    10.0    -5.0 1.0000     9.5  0.9516    19.9                    64
6
   316 MTE LIRIO13.13.800 G1    17.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0162    17.4  0.9594    27.0                    64
6
   316 MTE LIRIO13.13.800 G2    17.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0162    17.4  0.9594    27.0                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.5     0.0     0.0     0.0 1.0999     8.7  1.0000    35.3                    64
6
   317 MENDRE13.8  13.800 M2     9.5     0.0     0.0     0.0 1.0999     8.7  1.0000    35.3                    64
6
   323 COCHEA 13.8 13.800 C1     5.6     0.0     0.0     0.0 1.1004     5.1  1.0000    35.3                    64
6
   323 COCHEA 13.8 13.800 C2     5.6     0.0     0.0     0.0 1.1004     5.1  1.0000    35.3                    64
6
   324 POTRER13.8  13.800 P1     4.0     2.0     2.0    -2.0 0.9995     4.4  0.8929     6.2                    64
6
   340 PEDGALITO13813.800 P1    22.1     7.7    12.0    -5.0 1.0000    23.4  0.9438    27.0                    64
6
   342 LORENA13.8  13.800 L1    12.0    -5.0    10.5    -5.0 1.0037    13.0  0.9236    19.9                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    23.9    -5.0     9.8    -9.8 1.0000    24.4  0.9791    33.0                    64
6
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G2    23.9    -5.0     9.8    -9.8 1.0000    24.4  0.9791    33.0                    64
6
   346 LORENA 13-2 13.800 L2    12.0    -5.0    10.5    -5.0 1.0037    13.0  0.9236    19.9                    64
6
   350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0846     3.0  0.9520     6.2                    64
6
```

```
    351 PERLAS N13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9878    10.5  0.8752    13.5                    64
6
    352 PERLAS S13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9878    10.5  0.8752    13.5                    64
6
    357 BARTOLO13.8 13.800 G1     6.9     1.6     3.7    -3.7 1.0100     7.0  0.9732     8.5                    64
6
    357 BARTOLO13.8 13.800 G2     6.9     1.6     3.7    -3.7 1.0100     7.0  0.9732     8.5                    64
6
    359 CRUCES13.8  13.800 G1     4.4     0.6     2.3    -2.3 1.0100     4.4  0.9896     5.6                    64
6
    359 CRUCES13.8  13.800 G2     4.4     0.6     2.3    -2.3 1.0100     4.4  0.9896     5.6                    64
6
    361 ESTRECHO4.164.1600 G1     4.7     0.5     2.5    -2.5 1.0100     4.7  0.9944     5.6                    64
6
    361 ESTRECHO4.164.1600 G2     4.7     0.5     2.5    -2.5 1.0100     4.7  0.9944     5.6                    64
6
    363 LAGUNA 13.8 13.800 G1     4.4     0.3     2.4    -2.4 1.0100     4.4  0.9980     5.8                    64
6
    363 LAGUNA 13.8 13.800 G2     4.4     0.3     2.4    -2.4 1.0100     4.4  0.9980     5.8                    64
6
    364 MENDRE2     13.800 G1     7.6     2.8     3.9    -3.9 1.0000     8.1  0.9365     8.9                    64
6
    368 RP-490      13.800 G1     4.7    -2.4     2.4    -2.4 1.0032     5.3  0.8906     5.5                    64
6
    368 RP-490      13.800 G2     4.7    -2.4     2.4    -2.4 1.0032     5.3  0.8906     5.5                    64
6
    369 HCALDERA13.813.800 G1     3.8     1.9     1.9    -1.9 0.9995     4.3  0.8909     4.3                    64
6
    372 BJO FRIO 13 13.800 G1    23.9    -9.8     9.8    -9.8 1.0077    25.6  0.9258    33.0                    64
6
    373 TIZINGAL13.813.800 G1     4.5     2.2     2.2    -2.2 0.9861     5.1  0.8939    21.6                    64
6
    374 SLORENZO13.813.800 G1     3.9    -1.6     2.0    -2.0 1.0000     4.2  0.9236     4.5                    64
6
    374 SLORENZO13.813.800 G2     3.9    -1.6     2.0    -2.0 1.0000     4.2  0.9236     4.5                    64
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G1     8.3     5.1     6.6    -6.6 1.0150     9.6  0.8536    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.3     5.1     6.6    -6.6 1.0150     9.6  0.8536    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.3     5.1     6.6    -6.6 1.0150     9.6  0.8536    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.3     5.1     6.6    -6.6 1.0150     9.6  0.8536    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G5     8.3     5.1     6.6    -6.6 1.0150     9.6  0.8536    10.9                    62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G0     8.3     5.1     6.6    -6.6 1.0150     9.6  0.8536    10.9                    62
6
```

```
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.3     5.1     6.6    -6.6 1.0150     9.6  0.8536    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.3     5.1     6.6    -6.6 1.0150     9.6  0.8536    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.3     5.1     6.6    -6.6 1.0150     9.6  0.8536    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G9     8.3     5.1     6.6    -6.6 1.0150     9.6  0.8536    10.9                        62
6
    541 TOABRE      0.6000 1     25.2     0.0     0.0     0.0 0.9975    25.2  1.0000    88.9                        64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    23.9     1.8    13.0   -13.0 1.0100    23.7  0.9973    30.5                        64
6
    704 BJOMIN13B   13.800 G2    23.9     1.8    13.0   -13.0 1.0100    23.7  0.9973    30.5                        64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    34.6    -5.8    26.6   -26.6 1.0100    34.7  0.9863    50.6                        64
6
    706 BAITUN13B   13.800 G2    34.6    -5.8    26.6   -26.6 1.0100    34.7  0.9863    50.6                        64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     4.5     2.0     2.0    -2.0 0.9703     5.1  0.9145     6.2                        64
6
 SUBSYSTEM TOTALS              1272.1   489.6  1126.8  -824.8                       2322.2

--------------------------------------------------------------------------------


PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  15:34
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT LSA-PANII

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    22.4     3.8    15.0     0.0 1.0000    22.7  0.9861    44.1                        65
7  AREA
    130 MIR13F      13.800 G5    17.2     0.0     8.0     0.0 1.0067    17.1  1.0000    27.7                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.9    -0.7     2.0    -2.0 1.0000     2.0  0.9453     4.1                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.9    -0.7     2.0    -2.0 1.0000     2.0  0.9453     4.1                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.9    -0.7     2.0    -2.0 1.0000     2.0  0.9453     4.1                        65
7
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.9    -1.4     3.0    -3.0 1.0000     4.1  0.9391     5.6                        65
7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.9    -1.4     3.0    -3.0 1.0000     4.1  0.9391     6.2                        65
7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.9    -1.4     3.0    -3.0 1.0000     4.1  0.9391     6.2                        65
7
```

```
    170 MIR13G      13.800 M1    17.1     6.8    11.2     6.8 1.0212    18.0  0.9287    23.0                        65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    17.1     6.8    11.2     6.8 1.0303    17.8  0.9287    23.0                        65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    17.1     6.8    11.2     6.8 1.0303    17.8  0.9287    23.0                        65
7
 SUBSYSTEM TOTALS                108.2    18.0    71.5     5.5                          171.3


PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  15:37
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                                AREA TOTALS
 AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO                                IN MW/MVAR

                 FROM      TO    TO BUS  TO LINE     FROM      TO            DESIRED
 X-- AREA --X GENERATION  LOAD    SHUNT    SHUNT CHARGING  NET INT   LOSSES  NET INT

    1          1459.7   1330.8      0.0      0.0      0.0     81.1     47.8     70.2
 GUATEMAL       231.5    275.1   -197.5      0.0    276.0    -14.3    444.3

    2           870.7    855.0      0.0      0.0      0.0      1.0     14.7      0.0
 SALVADOR        82.3    224.2    -70.6      0.0    228.4    -25.4    182.6

    3          1238.6   1203.0      0.0      0.0      0.0      0.6     35.0      0.0
 HONDURAS       471.3    321.1    -47.1      0.0    292.9     55.1    435.2

    4           532.7    525.2      0.0      0.0      0.0     -1.1      8.6      0.0
 NICARAGU        44.5    207.6    -57.4      0.0    181.3    -47.7    123.3

    5          1299.6   1280.2      0.0      0.0      0.0     -0.9     20.3      0.0
 COSTA RI       239.2    520.4   -229.8      0.0    417.4     27.3    338.7

    6          1272.1   1311.1      0.0      0.0      0.0   -141.3    102.3   -130.2
 PANAMA         489.6    266.2   -205.7      0.0    499.1      8.1    920.0

    7           108.2     47.0      0.0      0.0      0.0     60.5      0.8     60.0
 ACANAL          18.0      9.5      0.0      0.0      0.0     -3.1     11.6

   10            0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
 COLOMBIA        0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0

 TOTALS         6781.6   6552.2      0.0      0.0      0.0      0.0    229.4      0.0
                1576.3   1824.0   -808.2      0.0   1895.1      0.0   2455.6
```

4.1.3. Contingencia Veladero – Llano Sánchez



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:42
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT VEL-LSA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0061	231.41	11	M.N230	230.00	6	1.0109	232.52
14	PRO230	230.00	6	1.0246	235.66	85	PTP230	230.00	6	1.0133	233.06
96	FOR230	230.00	6	1.0124	232.86	100	BAY230	230.00	6	1.0369	238.49
103	COPESA23	230.00	6	1.0112	232.58	115	PACORA23	230.00	6	1.0143	233.30
144	CANJ230	230.00	6	1.0094	232.15	146	GUALACA230	230.00	6	1.0130	232.98
147	GUASQ230	230.00	6	1.0091	232.10	190	CHANG230	230.00	6	1.0197	234.53
306	CHAN1 230	230.00	6	1.0187	234.30	310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0200	234.59
311	PANDO230	230.00	6	1.0395	239.09	341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0196	234.52
345	LORENA230	230.00	6	1.0171	233.94	371	CAISAN230	230.00	6	1.0382	238.79
540	ANTON	230.00	6	1.0135	233.11	700	BAITUN230	230.00	6	1.0245	235.63
6000	FRONTER	230.00	6	1.0269	236.20	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0213	234.91
6500	FRONT CAISAN	230.00	6	1.0373	238.58						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9979	229.52	5	CHO230	230.00	6	0.9903	227.77
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9903	227.77	148	VELADERO 230	230.00	6	0.9988	229.72
149	BBLANCO	230.00	6	0.9961	229.09	354	SANBARTOLO23	230.00	6	0.9922	228.22
511	LGUIAS230	230.00	6	0.9892	227.51						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:42
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT VEL-LSA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0016	115.19	4	PANII115	115.00	6	1.0321	118.69
9	LSA115	115.00	6	1.0443	120.10	12	M.N115	115.00	6	1.0073	115.84
15	PRO115	115.00	6	1.0265	118.05	18	CAC115	115.00	6	1.0014	115.17
19	C.V115	115.00	6	1.0144	116.66	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0272	118.13
23	CH115	115.00	6	1.0057	115.66	52	TOC115	115.00	6	1.0291	118.35
54	LM1115	115.00	6	1.0338	118.88	55	LM2115	115.00	6	1.0348	119.01
61	FFIELD	115.00	6	1.0299	118.44	87	CAL115	115.00	6	1.0259	117.98
88	EST115	115.00	6	1.0297	118.42	92	L.V115	115.00	6	1.0274	118.15
109	STA RITA115	115.00	6	1.0306	118.52	123	MIR115	115.00	7	1.0070	115.80
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0240	117.76	191	CHANG115	115.00	6	1.0099	116.14
522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0346	118.98	529	TCOLON 115	115.00	6	1.0306	118.52
701	BAITUN115	115.00	6	1.0081	115.94	702	BJOMIN115	115.00	6	1.0104	116.20

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6	CHO115	115.00	6	0.9912	113.99	21	C.BAN115	115.00	6	0.9942	114.34
26	LOC115	115.00	6	0.9946	114.38	30	MAR115	115.00	6	0.9921	114.10
33	STM115	115.00	6	0.9995	114.95	37	SAN115	115.00	6	0.9946	114.38
48	TINAJ115	115.00	6	0.9989	114.88	50	M.O115	115.00	6	0.9991	114.89

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 15:44
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT VEL-LSA

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE
66	BLM13B	13.800	V2	38.1	16.4	25.0	0.0	1.0180	40.7	0.9180	47.0			62
67	BLM13C	13.800	V3	38.1	16.4	25.0	0.0	1.0180	40.7	0.9180	47.0			62
68	BLM13D	13.800	V4	38.1	17.1	25.0	0.0	1.0180	41.0	0.9118	47.0			62
90	EST-13L	13.800	E1	22.9	6.8	12.0	-5.0	1.0000	23.9	0.9588	27.0			64
91	EST-13T	13.800	E2	22.9	6.8	12.0	-5.0	1.0000	23.9	0.9588	27.0			64
94	LV-13.8L	13.800	L1	24.4	7.6	12.0	-5.0	1.0000	25.5	0.9550	27.0			64
95	LV-13.8T	13.800	L2	24.4	7.6	12.0	-5.0	1.0000	25.5	0.9550	27.0			64
97	FOR13A	13.800	F1	80.3	1.2	50.0	-50.0	1.0100	79.5	0.9999	111.0			64
98	FOR13B	13.800	F2	80.3	1.2	50.0	-50.0	1.0100	79.5	0.9999	111.0			64
101	BAY13A	13.800	B1	49.0	25.8	50.0	-25.0	1.0180	54.4	0.8850	96.0			61
102	BAY13B	13.800	B2	48.9	25.8	50.0	-25.0	1.0180	54.3	0.8846	96.0			61
108	BAY13C	13.800	B3	48.9	25.8	50.0	-25.0	1.0180	54.3	0.8846	100.0			61
142	CANJ13A	13.800	C1	45.2	14.6	29.0	-29.0	1.0100	47.0	0.9515	69.0			64

AREA SWING
6
6
6
6
6
6
6
6
6
6
6

```
    143 CANJ13B     13.800 C2    45.2    14.6    29.0   -29.0 1.0100    47.0  0.9515    69.0                    64
6
    150 GUALACA 13-213.800 G2    14.0    -0.4     7.4    -7.4 1.0100    13.9  0.9997    14.8                    64
6
    152 BBLANCO_13.813.800 G1    13.0     1.2     7.0    -7.0 1.0000    13.1  0.9960    16.0                    64
6
    193 GEBONYIC    13.800 G1     8.1    -1.4     4.0    -4.0 1.0000     8.2  0.9854    35.3                    64
6
    193 GEBONYIC    13.800 G2     8.1    -1.4     4.0    -4.0 1.0000     8.2  0.9854    35.3                    64
6
    300 SVC-LV      13.200 1      0.4   251.6   300.0  -225.0 1.2920   194.7  0.0016   250.0                    63
6
    302 PASOANCH13.813.800 P1     4.8     2.0     2.0    -2.0 0.9681     5.3  0.9221     6.2                    64
6
    304 ALGA13.8    13.800 A1     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.0977     4.7  0.8981     5.7                    64
6
    304 ALGA13.8    13.800 A2     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.0977     4.7  0.8981     5.7                    64
6
    305 ELALTO      13.800 G1    18.1    -5.0    12.0    -5.0 1.0325    18.1  0.9637    20.6                    64
6
    307 CHAN1 A     13.800 G1    60.3   -16.1    50.0   -50.0 1.0000    62.4  0.9660   118.6                    64
6
    312 PANDO13.8   13.800 G1     9.1    -2.8    10.0    -5.0 1.0000     9.5  0.9567    19.9                    64
6
    312 PANDO13.8   13.800 G2     9.1    -2.8    10.0    -5.0 1.0000     9.5  0.9567    19.9                    64
6
    316 MTE LIRIO13.13.800 G1    17.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0139    17.5  0.9594    27.0                    64
6
    316 MTE LIRIO13.13.800 G2    17.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0139    17.5  0.9594    27.0                    64
6
    317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.5     0.0     0.0     0.0 1.0997     8.6  1.0000    35.3                    64
6
    317 MENDRE13.8  13.800 M2     9.5     0.0     0.0     0.0 1.0997     8.6  1.0000    35.3                    64
6
    323 COCHEA 13.8 13.800 C1     5.6     0.0     0.0     0.0 1.1002     5.1  1.0000    35.3                    64
6
    323 COCHEA 13.8 13.800 C2     5.6     0.0     0.0     0.0 1.1002     5.1  1.0000    35.3                    64
6
    324 POTRER13.8  13.800 P1     4.0     2.0     2.0    -2.0 0.9993     4.4  0.8929     6.2                    64
6
    340 PEDGALITO13813.800 P1    22.1     8.2    12.0    -5.0 1.0000    23.5  0.9376    27.0                    64
6
    342 LORENA13.8  13.800 L1    12.0    -5.0    10.5    -5.0 1.0015    13.0  0.9235    19.9                    64
6
    343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    23.9    -4.4     9.8    -9.8 1.0000    24.3  0.9836    33.0                    64
6
```

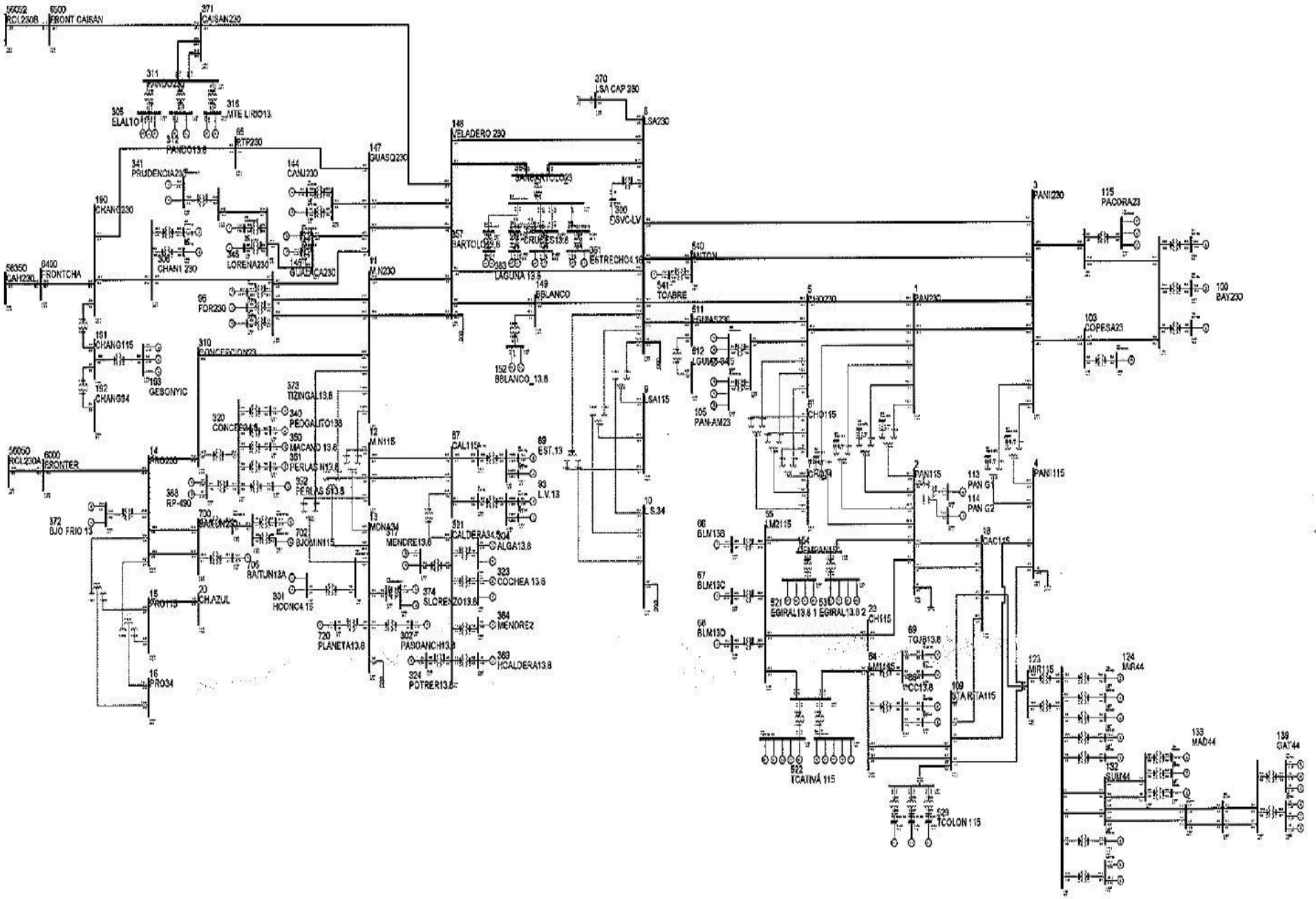
```
   343 PRUDENCIA_1 13.800 G2    23.9    -4.4     9.8    -9.8 1.0000    24.3  0.9836    33.0                    64
6
   346 LORENA 13-2 13.800 L2    12.0    -5.0    10.5    -5.0 1.0015    13.0  0.9235    19.9                    64
6
   350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0835     3.0  0.9519     6.2                    64
6
   351 PERLAS N13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9868    10.5  0.8750    13.5                    64
6
   352 PERLAS S13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9868    10.5  0.8750    13.5                    64
6
   357 BARTOLO13.8 13.800 G1     6.9     1.9     3.7    -3.7 1.0100     7.1  0.9655     8.5                    64
6
   357 BARTOLO13.8 13.800 G2     6.9     1.9     3.7    -3.7 1.0100     7.1  0.9655     8.5                    64
6
   359 CRUCES13.8  13.800 G1     4.4     0.8     2.3    -2.3 1.0100     4.4  0.9850     5.6                    64
6
   359 CRUCES13.8  13.800 G2     4.4     0.8     2.3    -2.3 1.0100     4.4  0.9850     5.6                    64
6
   361 ESTRECHO4.164.1600 G1     4.7     0.6     2.5    -2.5 1.0100     4.7  0.9912     5.6                    64
6
   361 ESTRECHO4.164.1600 G2     4.7     0.6     2.5    -2.5 1.0100     4.7  0.9912     5.6                    64
6
   363 LAGUNA 13.8 13.800 G1     4.4     0.4     2.4    -2.4 1.0100     4.4  0.9960     5.8                    64
6
   363 LAGUNA 13.8 13.800 G2     4.4     0.4     2.4    -2.4 1.0100     4.4  0.9960     5.8                    64
6
   364 MENDRE2     13.800 G1     7.6     3.1     3.9    -3.9 1.0000     8.2  0.9260     8.9                    64
6
   368 RP-490      13.800 G1     4.7    -2.4     2.4    -2.4 1.0022     5.3  0.8906     5.5                    64
6
   368 RP-490      13.800 G2     4.7    -2.4     2.4    -2.4 1.0022     5.3  0.8906     5.5                    64
6
   369 HCALDERA13.813.800 G1     3.8     1.9     1.9    -1.9 0.9993     4.3  0.8909     4.3                    64
6
   372 BJO FRIO 13 13.800 G1    23.9    -9.8     9.8    -9.8 1.0061    25.7  0.9257    33.0                    64
6
   373 TIZINGAL13.813.800 G1     4.5     2.2     2.2    -2.2 0.9851     5.1  0.8933    21.6                    64
6
   374 SLORENZO13.813.800 G1     3.9    -1.5     2.0    -2.0 1.0000     4.1  0.9354     4.5                    64
6
   374 SLORENZO13.813.800 G2     3.9    -1.5     2.0    -2.0 1.0000     4.1  0.9354     4.5                    64
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G1     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8997    10.9                    62
6
   523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8997    10.9                    62
6
```

```
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8997    10.9                        62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8997    10.9                        62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G5     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8997    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G0     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8997    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8997    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8997    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8997    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G9     8.3     4.0     6.6    -6.6 1.0150     9.1  0.8997    10.9                        62
6
    541 TOABRE      0.6000 1     25.1     0.0     0.0     0.0 1.0146    24.8  1.0000    88.9                        64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    23.9     1.9    13.0   -13.0 1.0100    23.7  0.9969    30.5                        64
6
    704 BJOMIN13B   13.800 G2    23.9     1.9    13.0   -13.0 1.0100    23.7  0.9969    30.5                        64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    34.5    -5.1    26.6   -26.6 1.0100    34.6  0.9892    50.6                        64
6
    706 BAITUN13B   13.800 G2    34.5    -5.1    26.6   -26.6 1.0100    34.6  0.9892    50.6                        64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     4.5     2.0     2.0    -2.0 0.9681     5.1  0.9145     6.2                        64
6
 SUBSYSTEM TOTALS             1270.8   431.5  1126.8  -824.8                      2322.2


PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  15:44
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT VEL-LSA

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    22.4     0.3    15.0     0.0 1.0000    22.4  0.9999    44.1                        65
7  AREA
    130 MIR13F      13.800 G5    17.2     0.0     8.0     0.0 1.0154    16.9  1.0000    27.7                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.9    -1.0     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8951     4.1                        65
7
```

```
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.9    -1.0     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8951     4.1                      65
7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.9    -1.0     2.0    -2.0 1.0000     2.2  0.8951     4.1                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9141     5.6                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9141     6.2                      65
7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.9    -1.7     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9141     6.2                      65
7
    170 MIR13G      13.800 M1    17.1     6.8    11.2     6.8 1.0298    17.8  0.9286    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    17.1     6.8    11.2     6.8 1.0389    17.7  0.9286    23.0                      65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    17.1     6.8    11.2     6.8 1.0389    17.7  0.9286    23.0                      65
7
 SUBSYSTEM TOTALS               108.1    12.7    71.5     5.5                        171.3


PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  15:46
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                                AREA TOTALS
 AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO CONT VEL-LSA                   IN MW/MVAR

                 FROM      TO    TO BUS  TO LINE     FROM      TO            DESIRED
 X-- AREA --X GENERATION  LOAD     SHUNT    SHUNT CHARGING  NET INT   LOSSES  NET INT

    1          1458.8   1330.8      0.0      0.0      0.0     80.2     47.8     70.2
 GUATEMAL       231.3    275.1   -197.6      0.0    276.0    -14.2    444.1

    2           870.3    855.0      0.0      0.0      0.0      0.6     14.7      0.0
 SALVADOR        82.1    224.2    -70.6      0.0    228.5    -25.3    182.3

    3          1238.2   1203.0      0.0      0.0      0.0      0.3     34.9      0.0
 HONDURAS       471.1    321.1    -47.1      0.0    292.9     55.1    434.9

    4           532.6    525.2      0.0      0.0      0.0     -1.1      8.5      0.0
 NICARAGU        44.2    207.6    -57.4      0.0    181.3    -47.6    122.9

    5          1299.1   1280.2      0.0      0.0      0.0     -1.3     20.2      0.0
 COSTA RI       239.8    520.4   -229.8      0.0    417.2     28.9    337.5

    6          1270.8   1311.1      0.0      0.0      0.0   -139.2     98.9   -130.2
 PANAMA         431.5    266.2   -211.9      0.0    519.1     11.3    885.0

    7           108.1     47.0      0.0      0.0      0.0     60.4      0.7     60.0
```

ACANAL	12.7	9.5	0.0	0.0	0.0	-8.2	11.3	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COLOMBIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6777.9	6552.2	0.0	0.0	0.0	0.0	225.7	0.0
	1512.5	1824.0	-814.4	0.0	1914.9	0.0	2417.9	

4.2 Demanda Mínima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:13
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MIN INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.N230	230.00	6	1.0087	231.99	14	PRO230	230.00	6	1.0275	236.34
85	PTP230	230.00	6	1.0120	232.76	96	FOR230	230.00	6	1.0087	231.99
100	BAY230	230.00	6	1.0149	233.43	115	PACORA23	230.00	6	1.0013	230.31
144	CANJ230	230.00	6	1.0085	231.95	146	GUALACA230	230.00	6	1.0103	232.38
147	GUASQ230	230.00	6	1.0084	231.94	148	VELADERO 230	230.00	6	1.0026	230.61
149	BBLANCO	230.00	6	1.0012	230.28	190	CHANG230	230.00	6	1.0146	233.37
306	CHAN1 230	230.00	6	1.0118	232.71	310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0198	234.55
311	PANDO230	230.00	6	1.0476	240.94	341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0130	232.99
345	LORENA230	230.00	6	1.0121	232.77	371	CAISAN230	230.00	6	1.0462	240.61
540	ANTON	230.00	6	1.0091	232.10	700	BAITUN230	230.00	6	1.0276	236.35
6000	FRONTER	230.00	6	1.0306	237.03	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0167	233.85
6500	FRONT CAISAN	230.00	6	1.0449	240.32						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9911	227.95	3	PANII230	230.00	6	0.9960	229.09
5	CHO230	230.00	6	0.9899	227.68	8	LSA230	230.00	6	0.9900	227.70
103	COPESA23	230.00	6	0.9994	229.85	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9899	227.68
354	SANBARTOLO23	230.00	6	0.9988	229.73	370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9900	227.70
511	LGUIAS230	230.00	6	0.9898	227.66						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:13
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MIN INVIERNO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0054	115.63	9	LSA115	115.00	6	1.0359	119.13
12	M.N115	115.00	6	1.0102	116.17	15	PRO115	115.00	6	1.0294	118.38
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0302	118.47	52	TOC115	115.00	6	1.0031	115.36
54	LM1115	115.00	6	1.0054	115.62	55	LM2115	115.00	6	1.0063	115.73
61	FFIELD	115.00	6	1.0032	115.36	87	CAL115	115.00	6	1.0176	117.03
88	EST115	115.00	6	1.0189	117.17	92	L.V115	115.00	6	1.0181	117.08
109	STA RITA115	115.00	6	1.0039	115.45	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0002	115.02
191	CHANG115	115.00	6	1.0038	115.44	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0059	115.68
529	TCOLON 115	115.00	6	1.0040	115.46	701	BAITUN115	115.00	6	1.0201	117.31
702	BJOMIN115	115.00	6	1.0207	117.39						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9878	113.59	6	CHO115	115.00	6	0.9907	113.93
18	CAC115	115.00	6	0.9876	113.57	19	C.V115	115.00	6	0.9937	114.27
21	C.BAN115	115.00	6	0.9817	112.90	23	CH115	115.00	6	0.9883	113.66
26	LOC115	115.00	6	0.9822	112.95	30	MAR115	115.00	6	0.9806	112.77
33	STM115	115.00	6	0.9862	113.42	37	SAN115	115.00	6	0.9817	112.89
48	TINAJ115	115.00	6	0.9858	113.37	50	M.O115	115.00	6	0.9859	113.38
123	MIR115	115.00	7	0.9927	114.16						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:13
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MIN INVIERNO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	15.7	25.0	0.0	0.9900	41.5	0.9238	47.0			62	6	
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	15.7	25.0	0.0	0.9900	41.5	0.9238	47.0			62	6	
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	16.4	25.0	0.0	0.9900	41.8	0.9182	47.0			62	6	
90	EST-13L	13.800	E1	18.0	3.6	12.0	-5.0	0.9800	18.7	0.9809	27.0			64	6	
94	LV-13.8L	13.800	L1	20.2	3.9	12.0	-5.0	0.9800	21.1	0.9815	27.0			64	6	
97	FOR13A	13.800	F1	80.0	-22.0	50.0	-50.0	0.9800	84.7	0.9643	111.0			64	6	
101	BAY13A	13.800	B1	50.6	19.8	50.0	-25.0	0.9900	54.9	0.9309	96.0			61	6	
102	BAY13B	13.800	B2	50.6	19.8	50.0	-25.0	0.9900	54.9	0.9310	96.0			61	6	
142	CANJ13A	13.800	C1	45.0	11.4	29.0	-29.0	0.9900	46.9	0.9692	69.0			64	6	
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	14.0	-4.6	7.4	-7.4	0.9900	14.9	0.9493	14.8			64	6	
152	BBLANCO_13.8	13.800	G1	13.0	-2.9	7.0	-7.0	0.9800	13.6	0.9762	16.0			64	6	
193	GEBONYIC	13.800	G1	8.0	-2.0	4.0	-4.0	0.9900	8.3	0.9703	35.3			64	6	
193	GEBONYIC	13.800	G2	8.0	-2.0	4.0	-4.0	0.9900	8.3	0.9703	35.3			64	6	

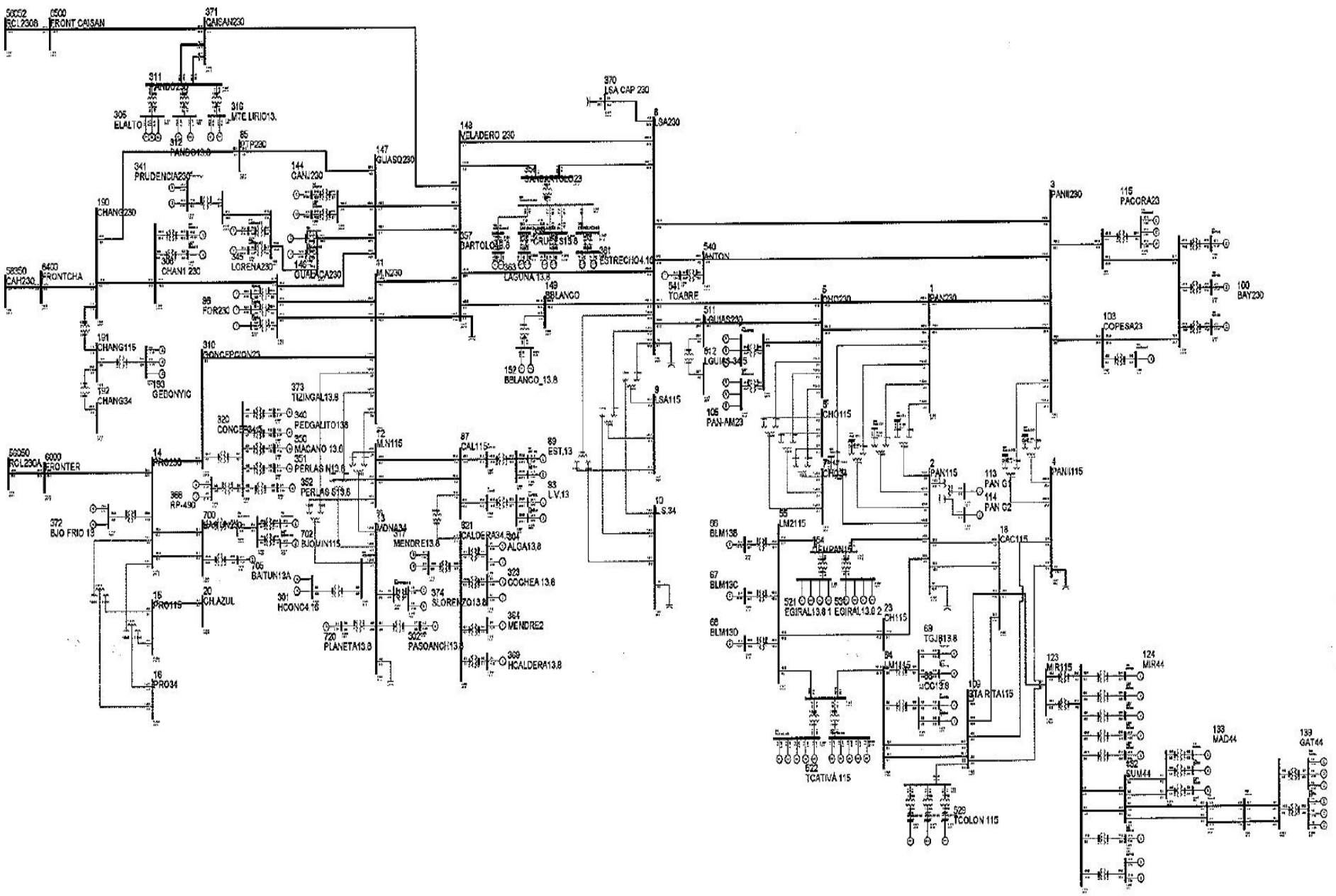
```
    300 SVC-LV      13.200 1      0.0     1.6   300.0  -225.0 0.9903     1.6  0.0000   250.0                    63
6
    302 PASOANCH13.813.800 P1     4.8     2.0     2.0    -2.0 0.9495     5.4  0.9216     6.2                    64
6
    304 ALGA13.8    13.800 A1     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.0897     4.7  0.8981     5.7                    64
6
    305 ELALTO      13.800 G1    18.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0329    18.1  0.9635    20.6                    64
6
    305 ELALTO      13.800 G2    18.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0329    18.1  0.9635    20.6                    64
6
    307 CHAN1 A     13.800 G1    60.0   -28.1    50.0   -50.0 0.9800    67.6  0.9057   118.6                    64
6
    312 PANDO13.8   13.800 G1     9.0    -5.0    10.0    -5.0 1.0161    10.1  0.8742    19.9                    64
6
    316 MTE LIRIO13.13.800 G1    17.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0358    17.1  0.9594    27.0                    64
6
    317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.4     0.0     0.0     0.0 1.0909     8.6  1.0000    35.3                    64
6
    323 COCHEA 13.8 13.800 C1     5.5     0.0     0.0     0.0 1.0910     5.0  1.0000    35.3                    64
6
    324 POTRER13.8  13.800 P1     4.0     0.6     2.0    -2.0 0.9900     4.1  0.9875     6.2                    64
6
    340 PEDGALITO13813.800 P1    18.0     4.5    12.0    -5.0 0.9800    18.9  0.9696    27.0                    64
6
    342 LORENA13.8  13.800 L1    12.0    -5.0    10.5    -5.0 0.9964    13.0  0.9229    19.9                    64
6
    343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    21.0    -9.8     9.8    -9.8 0.9944    23.3  0.9068    33.0                    64
6
    350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0694     3.0  0.9514     6.2                    64
6
    351 PERLAS N13.813.800 G1     9.0     5.0     5.0    -5.0 0.9740    10.6  0.8742    13.5                    64
6
    357 BARTOLO13.8 13.800 G1     6.9    -0.2     3.7    -3.7 0.9800     7.0  0.9997     8.5                    64
6
    359 CRUCES13.8  13.800 G1     4.4    -0.4     2.3    -2.3 0.9800     4.5  0.9953     5.6                    64
6
    361 ESTRECHO4.164.1600 G1     4.7    -0.5     2.5    -2.5 0.9800     4.8  0.9934     5.6                    64
6
    363 LAGUNA 13.8 13.800 G1     4.4    -0.7     2.4    -2.4 0.9800     4.6  0.9882     5.8                    64
6
    364 MENDRE2     13.800 G1     7.6     0.6     3.9    -3.9 0.9900     7.7  0.9964     8.9                    64
6
    368 RP-490      13.800 G1     4.7    -2.3     2.4    -2.4 0.9900     5.3  0.9012     5.5                    64
6
    368 RP-490      13.800 G2     4.7    -2.3     2.4    -2.4 0.9900     5.3  0.9012     5.5                    64
6
```

```
    369 HCALDERA13.813.800 G1     3.8     0.6     1.9    -1.9 0.9900     3.9  0.9864     4.3                        64
6
    372 BJO FRIO 13 13.800 G1    21.0    -9.8     9.8    -9.8 1.0093    22.9  0.9068    33.0                        64
6
    373 TIZINGAL13.813.800 G1     4.4     2.2     2.2    -2.2 0.9724     5.1  0.8909    21.6                        64
6
    374 SLORENZO13.813.800 G1     3.9    -1.3     2.0    -2.0 0.9900     4.1  0.9497     4.5                        64
6
    541 TOABRE      0.6000 1     25.0     0.0     0.0     0.0 1.0102    24.7  1.0000    88.9                        64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    21.0    -0.1    13.0   -13.0 1.0100    20.8  1.0000    30.5                        64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    32.2    -6.7    26.6   -26.6 1.0100    32.6  0.9792    50.6                        64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     4.5     2.0     2.0    -2.0 0.9495     5.2  0.9145     6.2                        64
6
 SUBSYSTEM TOTALS               787.9     2.0   818.2  -565.6                       1598.7

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  16:13
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MIN INVIERNO

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    25.6     5.3    15.0     0.0 1.0000    26.2  0.9789    44.1                        65
7  AREA
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.8    -0.5     2.0    -2.0 1.0000     1.9  0.9687     4.1                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.8    -0.5     2.0    -2.0 1.0000     1.9  0.9687     4.1                        65
7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.8    -0.5     2.0    -2.0 1.0000     1.9  0.9687     4.1                        65
7
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.6    -1.2     3.0    -3.0 1.0000     3.8  0.9473     5.6                        65
7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.6    -1.2     3.0    -3.0 1.0000     3.8  0.9473     6.2                        65
7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.6    -1.2     3.0    -3.0 1.0000     3.8  0.9473     6.2                        65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    15.8     6.8    11.2     6.8 1.0258    16.8  0.9181    23.0                        65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    15.8     6.8    11.2     6.8 1.0258    16.8  0.9181    23.0                        65
7
 SUBSYSTEM TOTALS               73.4    13.9    52.3    -1.4                        120.6
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:15
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MIN INVIERNO IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	1278.8	1330.8	0.0	0.0	0.0	-95.4	43.3	-93.2
GUATEMAL	218.8	275.1	-196.6	0.0	275.1	9.3	406.2	
2	870.5	855.0	0.0	0.0	0.0	0.4	15.1	0.0
SALVADOR	84.8	224.2	-70.6	0.0	228.3	-21.7	181.3	
3	1237.7	1203.0	0.0	0.0	0.0	0.3	34.4	0.0
HONDURAS	468.6	321.1	-47.2	0.0	293.2	54.3	433.6	
4	532.9	525.2	0.0	0.0	0.0	0.3	7.3	0.0
NICARAGU	37.4	207.6	-57.6	0.0	181.8	-48.1	117.4	
5	1297.7	1280.2	0.0	0.0	0.0	0.6	17.0	0.0
COSTA RI	198.9	520.4	-230.8	0.0	419.3	33.8	294.7	
6	787.9	721.1	0.0	0.0	0.0	46.8	20.0	46.2
PANAMA	2.0	261.7	79.8	0.0	535.7	-24.9	221.1	
7	73.4	25.8	0.0	0.0	0.0	47.0	0.5	47.0
ACANAL	13.9	9.4	0.0	0.0	0.0	-2.7	7.3	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COLOMBIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6078.8	5941.1	0.0	0.0	0.0	0.0	137.7	0.0
	1024.5	1819.3	-523.0	0.0	1933.4	0.0	1661.6	

4.3 Demanda Máxima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:20
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0026	230.61	8	LSA230	230.00	6	1.0026	230.60
11	M.N230	230.00	6	1.0217	235.00	14	PRO230	230.00	6	1.0319	237.35
85	PTP230	230.00	6	1.0233	235.35	96	FOR230	230.00	6	1.0220	235.06
100	BAY230	230.00	6	1.0281	236.47	103	COPESA23	230.00	6	1.0069	231.59
115	PACORA23	230.00	6	1.0114	232.63	144	CANJ230	230.00	6	1.0192	234.41
146	GUALACA230	230.00	6	1.0230	235.29	147	GUASQ230	230.00	6	1.0191	234.39
148	VELADERO 230	230.00	6	1.0113	232.61	149	BBLANCO	230.00	6	1.0095	232.17
190	CHANG230	230.00	6	1.0290	236.68	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0282	236.49
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0288	236.63	311	PANDO230	230.00	6	1.0471	240.84
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0300	236.90	345	LORENA230	230.00	6	1.0275	236.34
354	SANBARTOLO23	230.00	6	1.0058	231.32	370	LSA CAP 230	230.00	6	1.0026	230.60
371	CAISAN230	230.00	6	1.0461	240.60	540	ANTON	230.00	6	1.0144	233.31
700	BAITUN230	230.00	6	1.0310	237.13	6000	FRONTER	230.00	6	1.0344	237.90
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0303	236.97	6500	FRONT CAISAN	230.00	6	1.0452	240.39

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9946	228.75	5	CHO230	230.00	6	0.9892	227.51
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9892	227.51	511	LGUIAS230	230.00	6	0.9911	227.96

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:20
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0274	118.15	9	LSA115	115.00	6	1.0470	120.40
12	M.N115	115.00	6	1.0241	117.77	15	PRO115	115.00	6	1.0338	118.89
19	C.V115	115.00	6	1.0096	116.11	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0346	118.98
52	TOC115	115.00	6	1.0244	117.81	54	LM1115	115.00	6	1.0259	117.98
55	LM2115	115.00	6	1.0270	118.10	61	FFIELD	115.00	6	1.0221	117.54
87	CAL115	115.00	6	1.0432	119.97	88	EST115	115.00	6	1.0473	120.44
92	L.V115	115.00	6	1.0448	120.15	109	STA RITA115	115.00	6	1.0234	117.69
123	MIR115	115.00	7	1.0027	115.31	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0171	116.97
191	CHANG115	115.00	6	1.0195	117.24	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0267	118.07
529	TCOLON 115	115.00	6	1.0235	117.70	701	BAITUN115	115.00	6	1.0123	116.42
702	BJOMIN115	115.00	6	1.0142	116.64						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9970	114.66	6	CHO115	115.00	6	0.9901	113.86
18	CAC115	115.00	6	0.9968	114.63	21	C.BAN115	115.00	6	0.9895	113.79
23	CH115	115.00	6	0.9996	114.96	26	LOC115	115.00	6	0.9899	113.83
30	MAR115	115.00	6	0.9874	113.55	33	STM115	115.00	6	0.9949	114.42
37	SAN115	115.00	6	0.9898	113.83	48	TINAJ115	115.00	6	0.9943	114.34
50	M.O115	115.00	6	0.9944	114.36						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:22
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE
AREA SWING														
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	16.1	25.0	0.0	1.0100	40.9	0.9207	47.0			62
6														
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	16.1	25.0	0.0	1.0100	40.9	0.9207	47.0			62
6														
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	16.8	25.0	0.0	1.0100	41.1	0.9147	47.0			62
6														
90	EST-13L	13.800	E1	21.6	7.8	12.0	-5.0	1.0200	22.5	0.9410	27.0			64
6														
91	EST-13T	13.800	E2	21.6	7.8	12.0	-5.0	1.0200	22.5	0.9410	27.0			64
6														
94	LV-13.8L	13.800	L1	24.3	8.7	12.0	-5.0	1.0200	25.3	0.9412	27.0			64
6														
95	LV-13.8T	13.800	L2	24.3	8.7	12.0	-5.0	1.0200	25.3	0.9412	27.0			64
6														
97	FOR13A	13.800	F1	56.4	-4.8	50.0	-50.0	1.0150	55.7	0.9964	111.0			64
6														
98	FOR13B	13.800	F2	56.4	-4.8	50.0	-50.0	1.0150	55.7	0.9964	111.0			64
6														
101	BAY13A	13.800	B1	47.6	17.8	50.0	-25.0	1.0000	50.8	0.9368	96.0			61
6														
102	BAY13B	13.800	B2	47.5	17.8	50.0	-25.0	1.0000	50.7	0.9366	96.0			61
6														
108	BAY13C	13.800	B3	47.5	17.8	50.0	-25.0	1.0000	50.7	0.9366	96.0			61
6														
116	PACORA13	13.800	P1	17.5	2.8	8.8	0.0	1.0150	17.4	0.9875	21.7			61
6														
116	PACORA13	13.800	P2	17.5	2.8	8.8	0.0	1.0150	17.4	0.9875	21.7			61
6														

```
    116 PACORA13    13.800 P3    17.5     2.8     8.8     0.0 1.0150    17.4  0.9875    21.7                    61
6
    142 CANJ13A     13.800 C1    54.0    15.9    29.0   -29.0 1.0100    55.7  0.9595    69.0                    64
6
    143 CANJ13B     13.800 C2    54.0    15.9    29.0   -29.0 1.0100    55.7  0.9595    69.0                    64
6
    150 GUALACA 13-213.800 G2    12.6    -3.0     7.4    -7.4 1.0100    12.8  0.9731    14.8                    64
6
    152 BBLANCO_13.813.800 G1    14.0     0.7     7.0    -7.0 1.0100    13.9  0.9988    16.0                    64
6
    193 GEBONYIC    13.800 G1     8.0    -1.3     4.0    -4.0 1.0100     8.0  0.9861    35.3                    64
6
    193 GEBONYIC    13.800 G2     8.0    -1.3     4.0    -4.0 1.0100     8.0  0.9861    35.3                    64
6
    302 PASOANCH13.813.800 P1     4.7     2.0     2.0    -2.0 0.9781     5.3  0.9216     6.2                    64
6
    304 ALGA13.8    13.800 A1     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.1097     4.6  0.8981     5.7                    64
6
    304 ALGA13.8    13.800 A2     4.6    -2.3     2.3    -2.3 1.1097     4.6  0.8981     5.7                    64
6
    305 ELALTO      13.800 G1    17.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0326    17.2  0.9594    20.6                    64
6
    305 ELALTO      13.800 G2    17.0    -5.0    12.0    -5.0 1.0326    17.2  0.9594    20.6                    64
6
    307 CHAN1 A     13.800 G1    65.0   -15.6    50.0   -50.0 1.0100    66.2  0.9724   118.6                    64
6
    312 PANDO13.8   13.800 G1    13.0    -2.9    10.0    -5.0 1.0000    13.3  0.9765    19.9                    64
6
    312 PANDO13.8   13.800 G2    13.0    -2.9    10.0    -5.0 1.0000    13.3  0.9765    19.9                    64
6
    316 MTE LIRIO13.13.800 G1    18.8    -5.0    12.0    -5.0 1.0212    19.0  0.9663    27.0                    64
6
    316 MTE LIRIO13.13.800 G2    18.8    -5.0    12.0    -5.0 1.0212    19.0  0.9663    27.0                    64
6
    317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.4     0.0     0.0     0.0 1.1117     8.5  1.0000    35.3                    64
6
    317 MENDRE13.8  13.800 M2     9.4     0.0     0.0     0.0 1.1117     8.5  1.0000    35.3                    64
6
    323 COCHEA 13.8 13.800 C1     5.5     0.0     0.0     0.0 1.1122     4.9  1.0000    35.3                    64
6
    323 COCHEA 13.8 13.800 C2     5.5     0.0     0.0     0.0 1.1122     4.9  1.0000    35.3                    64
6
    340 PEDGALITO13813.800 P1    19.2     5.6    12.0    -5.0 1.0000    20.0  0.9604    27.0                    64
6
    342 LORENA13.8  13.800 L1    15.2    -5.0    10.5    -5.0 1.0117    15.8  0.9500    19.9                    64
6
```

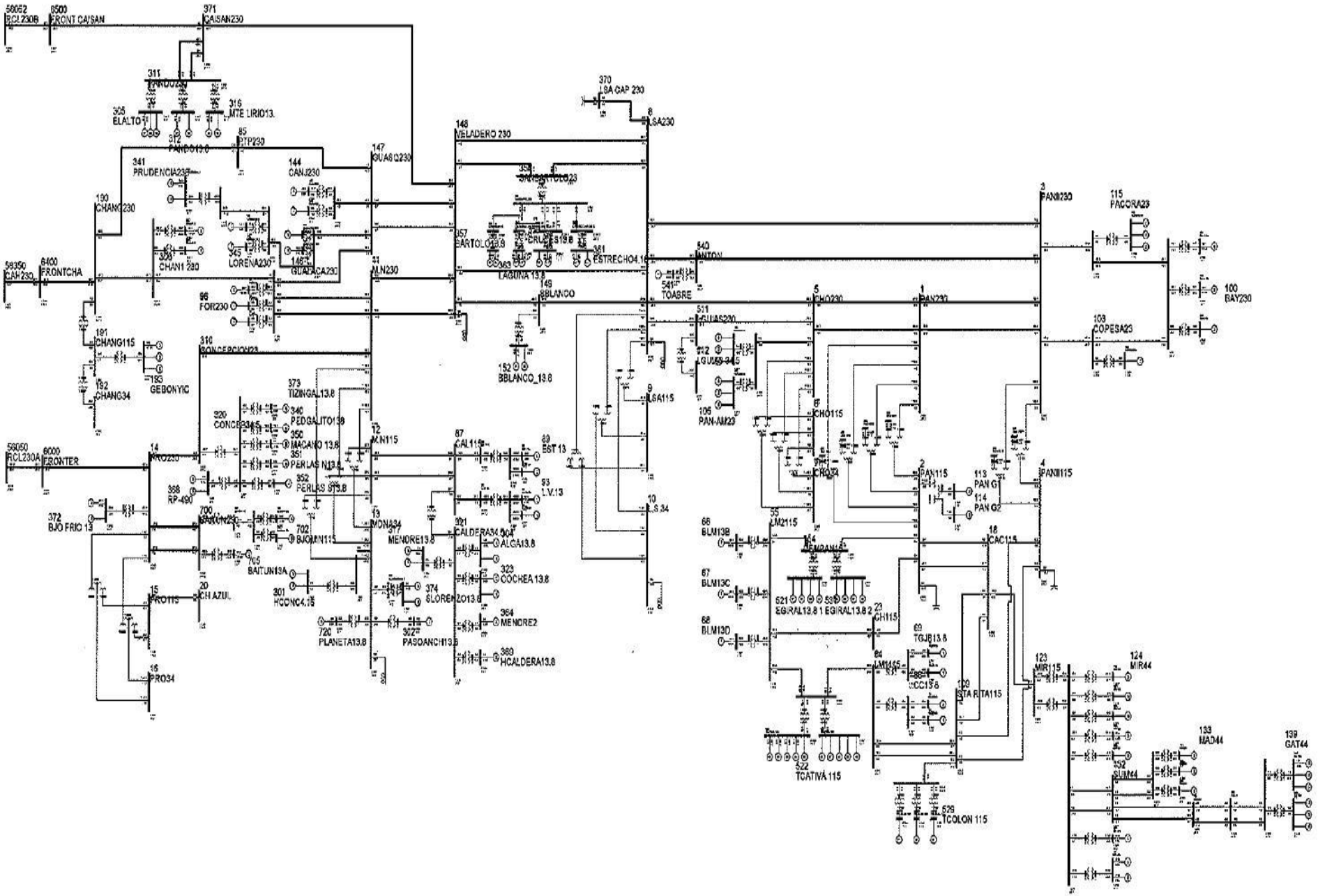
```
    343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    23.8    -4.6     9.8    -9.8 1.0100    24.0  0.9821    33.0                    64
6
    343 PRUDENCIA_1 13.800 G2    23.8    -4.6     9.8    -9.8 1.0100    24.0  0.9821    33.0                    64
6
    346 LORENA 13-2 13.800 L2    15.2    -5.0    10.5    -5.0 1.0117    15.8  0.9500    19.9                    64
6
    350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0893     3.0  0.9514     6.2                    64
6
    351 PERLAS N13.813.800 G1     9.5     5.0     5.0    -5.0 0.9921    10.8  0.8849    13.5                    64
6
    352 PERLAS S13.813.800 G1     9.5     5.0     5.0    -5.0 0.9921    10.8  0.8849    13.5                    64
6
    357 BARTOLO13.8 13.800 G1     6.1     0.9     3.7    -3.7 1.0000     6.2  0.9897     8.5                    64
6
    357 BARTOLO13.8 13.800 G2     6.1     0.9     3.7    -3.7 1.0000     6.2  0.9897     8.5                    64
6
    359 CRUCES13.8  13.800 G1     3.9     0.2     2.3    -2.3 1.0000     3.9  0.9982     5.6                    64
6
    359 CRUCES13.8  13.800 G2     3.9     0.2     2.3    -2.3 1.0000     3.9  0.9982     5.6                    64
6
    361 ESTRECHO4.164.1600 G1     4.2     0.1     2.5    -2.5 1.0000     4.2  0.9996     5.6                    64
6
    361 ESTRECHO4.164.1600 G2     4.2     0.1     2.5    -2.5 1.0000     4.2  0.9996     5.6                    64
6
    363 LAGUNA 13.8 13.800 G1     3.9    -0.1     2.4    -2.4 1.0000     3.9  0.9999     5.8                    64
6
    363 LAGUNA 13.8 13.800 G2     3.9    -0.1     2.4    -2.4 1.0000     3.9  0.9999     5.8                    64
6
    364 MENDRE2     13.800 G1     6.4     1.7     3.9    -3.9 1.0100     6.6  0.9658     8.9                    64
6
    368 RP-490      13.800 G1     4.5    -2.3     2.4    -2.4 1.0100     5.0  0.8944     5.5                    64
6
    368 RP-490      13.800 G2     4.5    -2.3     2.4    -2.4 1.0100     5.0  0.8944     5.5                    64
6
    369 HCALDERA13.813.800 G1     3.8     1.7     1.9    -1.9 1.0100     4.1  0.9120     4.3                    64
6
    372 BJO FRIO 13 13.800 G1    25.0    -9.8     9.8    -9.8 1.0135    26.5  0.9315    33.0                    64
6
    373 TIZINGAL13.813.800 G1     4.4     2.2     2.2    -2.2 0.9904     5.0  0.8909    21.6                    64
6
    374 SLORENZO13.813.800 G1     3.9    -1.5     2.0    -2.0 1.0100     4.1  0.9318     4.5                    64
6
    374 SLORENZO13.813.800 G2     3.9    -1.5     2.0    -2.0 1.0100     4.1  0.9318     4.5                    64
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G1     8.3     3.0     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9386    10.9                    62
6
```

```
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.3     3.0     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9386    10.9                        62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.3     3.0     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9386    10.9                        62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.3     3.0     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9386    10.9                        62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G5     8.3     3.0     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9386    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G0     8.3     3.0     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9386    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G6     8.3     3.0     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9386    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G7     8.3     3.0     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9386    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G8     8.3     3.0     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9386    10.9                        62
6
    524 TCATIVÁ 13B 13.800 G9     8.3     3.0     6.6    -6.6 1.0000     8.8  0.9386    10.9                        62
6
    541 TOABRE      0.6000 1     30.0     0.0     0.0     0.0 1.0157    29.5  1.0000    88.9                        64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    23.8     1.3    13.0   -13.0 1.0100    23.6  0.9985    30.5                        64
6
    704 BJOMIN13B   13.800 G2    23.8     1.3    13.0   -13.0 1.0100    23.6  0.9985    30.5                        64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    32.0    -8.2    26.6   -26.6 1.0100    32.7  0.9686    50.6                        64
6
    706 BAITUN13B   13.800 G2    32.0    -8.2    26.6   -26.6 1.0100    32.7  0.9686    50.6                        64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     3.8     2.0     2.0    -2.0 0.9781     4.4  0.8849     6.2                        64
6
 SUBSYSTEM TOTALS              1310.2   121.7   863.3  -602.8                      2147.7

------------------------------------------------------------------------------


PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  16:22
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    22.8     1.4    15.0     0.0 1.0000    22.8  0.9981    44.1                        65
7  AREA
    130 MIR13F      13.800 G5    17.1     0.0     8.0     0.0 1.0124    16.9  1.0000    27.7                        65
7
```

```
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.9    -0.8     2.0    -2.0 1.0000     2.1  0.9312     4.1                    65
7
    140 GAT6A       6.9000 G2     1.9    -0.8     2.0    -2.0 1.0000     2.1  0.9312     4.1                    65
7
    140 GAT6A       6.9000 G3     1.9    -0.8     2.0    -2.0 1.0000     2.1  0.9312     4.1                    65
7
    141 GAT6B       6.9000 G4     3.9    -1.5     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9318     5.6                    65
7
    141 GAT6B       6.9000 G5     3.9    -1.5     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9318     6.2                    65
7
    141 GAT6B       6.9000 G6     3.9    -1.5     3.0    -3.0 1.0000     4.2  0.9318     6.2                    65
7
    170 MIR13G      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0269    17.8  0.9281    23.0                    65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0359    17.7  0.9281    23.0                    65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0359    17.7  0.9281    23.0                    65
7
 SUBSYSTEM TOTALS              108.3    15.1    71.5     5.5                           171.3


PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  16:22
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                                AREA TOTALS
 AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-VERANO                                  IN MW/MVAR

                 FROM      TO    TO BUS  TO LINE     FROM      TO            DESIRED
 X-- AREA --X GENERATION  LOAD     SHUNT    SHUNT CHARGING  NET INT   LOSSES  NET INT

    1          1405.0   1330.8      0.0      0.0      0.0     28.6     45.6     27.3
 GUATEMAL       212.3    275.1   -198.8      0.0    277.3     -5.6    418.8

    2           868.7    855.0      0.0      0.0      0.0     -0.1     13.8      0.0
 SALVADOR        75.3    224.2    -70.7      0.0    229.0    -25.3    176.1

    3          1236.9   1203.0      0.0      0.0      0.0     -0.2     34.0      0.0
 HONDURAS       463.5    321.1    -47.3      0.0    293.7     54.6    428.8

    4           532.1    525.2      0.0      0.0      0.0     -0.3      7.1      0.0
 NICARAGU        35.3    207.6    -57.7      0.0    182.1    -47.3    114.7

    5          1296.7   1280.2      0.0      0.0      0.0     -0.7     17.2      0.0
 COSTA RI       206.0    520.4   -230.9      0.0    419.8     26.3    310.0

    6          1310.2   1322.5      0.0      0.0      0.0    -87.5     75.3    -87.3
 PANAMA         121.7    268.5   -300.4      0.0    544.2      3.1    694.7
```

7	108.3	47.4	0.0	0.0	0.0	60.2	0.7	60.0
ACANAL	15.1	9.6	0.0	0.0	0.0	-5.9	11.3	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COLOMBIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6757.9	6564.1	0.0	0.0	0.0	0.0	193.8	0.0
	1129.2	1826.4	-905.8	0.0	1946.0	0.0	2154.5	

4.4 Demanda Mínima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:28
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0003	230.08	11	M.N230	230.00	6	1.0099	232.28
14	PRO230	230.00	6	1.0264	236.07	85	PTP230	230.00	6	1.0132	233.04
96	FOR230	230.00	6	1.0099	232.28	100	BAY230	230.00	6	1.0175	234.02
103	COPESA23	230.00	6	1.0034	230.78	115	PACORA23	230.00	6	1.0052	231.18
144	CANJ230	230.00	6	1.0098	232.24	146	GUALACA230	230.00	6	1.0118	232.71
147	GUASQ230	230.00	6	1.0097	232.24	148	VELADERO 230	230.00	6	1.0058	231.33
149	BBLANCO	230.00	6	1.0047	231.07	190	CHANG230	230.00	6	1.0157	233.60
306	CHAN1 230	230.00	6	1.0127	232.91	310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0200	234.60
311	PANDO230	230.00	6	1.0498	241.44	341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0150	233.46
345	LORENA230	230.00	6	1.0139	233.20	354	SANBARTOLO23	230.00	6	1.0027	230.62
371	CAISAN230	230.00	6	1.0481	241.06	540	ANTON	230.00	6	1.0138	233.17
700	BAITUN230	230.00	6	1.0253	235.83	6000	FRONTER	230.00	6	1.0298	236.86
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0176	234.06	6500	FRONT CAISAN	230.00	6	1.0465	240.71

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9963	229.16	5	CHO230	230.00	6	0.9952	228.89
8	LSA230	230.00	6	0.9943	228.69	105	PAN-AM23	230.00	6	0.9952	228.89
370	LSA CAP 230	230.00	6	0.9943	228.69	511	LGUIAS230	230.00	6	0.9947	228.79

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:28
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0059	115.68	9	LSA115	115.00	6	1.0404	119.65
12	M.N115	115.00	6	1.0117	116.35	15	PRO115	115.00	6	1.0283	118.25
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0290	118.34	52	TOC115	115.00	6	1.0036	115.41
54	LM1115	115.00	6	1.0150	116.72	55	LM2115	115.00	6	1.0160	116.84
61	FFIELD	115.00	6	1.0127	116.46	87	CAL115	115.00	6	1.0185	117.13
88	EST115	115.00	6	1.0197	117.27	92	L.V115	115.00	6	1.0190	117.18
109	STA RITA115	115.00	6	1.0122	116.40	123	MIR115	115.00	7	1.0012	115.13
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0090	116.03	191	CHANG115	115.00	6	1.0078	115.90
522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0156	116.79	529	TCOLON 115	115.00	6	1.0122	116.41
701	BAITUN115	115.00	6	1.0121	116.40	702	BJOMIN115	115.00	6	1.0123	116.41

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9945	114.37	6	CHO115	115.00	6	0.9960	114.54
18	CAC115	115.00	6	0.9944	114.36	19	C.V115	115.00	6	0.9958	114.52
21	C.BAN115	115.00	6	0.9877	113.58	23	CH115	115.00	6	0.9962	114.57
26	LOC115	115.00	6	0.9883	113.66	30	MAR115	115.00	6	0.9871	113.51
33	STM115	115.00	6	0.9930	114.20	37	SAN115	115.00	6	0.9873	113.54
48	TINAJ115	115.00	6	0.9926	114.15	50	M.O115	115.00	6	0.9927	114.16

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:28
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE
66	BLM13B	13.800	V2	38.0	16.2	25.0	0.0	1.0000	41.3	0.9196	47.0			62
67	BLM13C	13.800	V3	38.0	16.2	25.0	0.0	1.0000	41.3	0.9196	47.0			62
68	BLM13D	13.800	V4	38.0	16.9	25.0	0.0	1.0000	41.6	0.9137	47.0			62
90	EST-13L	13.800	E1	18.0	3.3	12.0	-5.0	0.9800	18.7	0.9834	27.0			64
94	LV-13.8L	13.800	L1	20.3	3.7	12.0	-5.0	0.9800	21.0	0.9838	27.0			64
97	FOR13A	13.800	F1	86.0	-22.5	50.0	-50.0	0.9800	90.7	0.9674	111.0			64
101	BAY13A	13.800	B1	42.1	17.4	50.0	-25.0	0.9900	46.0	0.9239	96.0			61
102	BAY13B	13.800	B2	42.1	17.4	50.0	-25.0	0.9900	46.0	0.9239	96.0			61
142	CANJ13A	13.800	C1	45.0	9.6	29.0	-29.0	0.9800	47.0	0.9778	69.0			64
150	GUALACA 13-2	13.800	G2	13.0	-7.4	7.4	-7.4	0.9801	15.3	0.8682	14.8			64
152	BBLANCO_13.8	13.800	G1	10.8	-0.4	7.0	-7.0	1.0000	10.8	0.9993	16.0			64
193	GEBONYIC	13.800	G1	9.5	-2.4	4.0	-4.0	1.0000	9.8	0.9703	35.3			64
302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9505	5.4	0.9216	6.2			64
304	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	-2.3	2.3	-2.3	1.0897	4.7	0.8981	5.7			64
305	ELALTO	13.800	G1	19.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0428	18.8	0.9671	20.6			64

```
    307 CHAN1 A     13.800 G1    60.0   -28.9    50.0   -50.0 0.9800    68.0  0.9007   118.6                    64
6
    312 PANDO13.8   13.800 G1    12.0    -5.0    10.0    -5.0 1.0173    12.8  0.9231    19.9                    64
6
    316 MTE LIRIO13.13.800 G1    21.9    -5.0    12.0    -5.0 1.0375    21.7  0.9749    27.0                    64
6
    317 MENDRE13.8  13.800 M1     9.4     0.0     0.0     0.0 1.0909     8.6  1.0000    35.3                    64
6
    323 COCHEA 13.8 13.800 C1     5.5     0.0     0.0     0.0 1.0910     5.0  1.0000    35.3                    64
6
    340 PEDGALITO13813.800 P1    19.2     3.2    12.0    -5.0 0.9800    19.9  0.9867    27.0                    64
6
    342 LORENA13.8  13.800 L1    15.2    -5.0    10.5    -5.0 0.9979    16.0  0.9500    19.9                    64
6
    343 PRUDENCIA_1 13.800 G1    23.8    -9.8     9.8    -9.8 0.9963    25.8  0.9252    33.0                    64
6
    350 MACANO 13.8 13.800 G1     3.1    -1.0     1.0    -1.0 1.0727     3.0  0.9514     6.2                    64
6
    351 PERLAS N13.813.800 G1     9.5     5.0     5.0    -5.0 0.9771    11.0  0.8849    13.5                    64
6
    357 BARTOLO13.8 13.800 G1     6.1     0.4     3.7    -3.7 0.9900     6.2  0.9975     8.5                    64
6
    359 CRUCES13.8  13.800 G1     3.9    -0.3     2.3    -2.3 0.9900     3.9  0.9975     5.6                    64
6
    361 ESTRECHO4.164.1600 G1     4.2    -0.2     2.5    -2.5 0.9900     4.2  0.9993     5.6                    64
6
    363 LAGUNA 13.8 13.800 G1     3.9    -0.3     2.4    -2.4 0.9900     4.0  0.9967     5.8                    64
6
    363 LAGUNA 13.8 13.800 G2     3.9    -0.3     2.4    -2.4 0.9900     4.0  0.9967     5.8                    64
6
    364 MENDRE2     13.800 G1     6.4     0.6     3.9    -3.9 0.9900     6.5  0.9960     8.9                    64
6
    368 RP-490      13.800 G1     4.5    -2.4     2.4    -2.4 1.0079     5.1  0.8815     5.5                    64
6
    369 HCALDERA13.813.800 G1     3.8     0.6     1.9    -1.9 0.9900     3.9  0.9890     4.3                    64
6
    372 BJO FRIO 13 13.800 G1    25.0    -9.8     9.8    -9.8 1.0078    26.6  0.9315    33.0                    64
6
    373 TIZINGAL13.813.800 G1     4.4     2.2     2.2    -2.2 0.9754     5.1  0.8909    21.6                    64
6
    374 SLORENZO13.813.800 G1     3.9    -1.4     2.0    -2.0 0.9900     4.1  0.9395     4.5                    64
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G1     8.3     2.2     6.6    -6.6 0.9800     8.7  0.9669    10.9                    62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G2     8.3     2.2     6.6    -6.6 0.9800     8.7  0.9669    10.9                    62
6
```

```
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G3     8.3     2.2     6.6    -6.6 0.9800     8.7  0.9669    10.9                        62
6
    523 TCATIVÁ 13A 13.800 G4     8.3     2.2     6.6    -6.6 0.9800     8.7  0.9669    10.9                        62
6
    541 TOABRE      0.6000 1     30.0     0.0     0.0     0.0 1.0150    29.6  1.0000    88.9                        64
6
    703 BJOMIN13A   13.800 G1    23.8    -1.3    13.0   -13.0 0.9900    24.1  0.9986    30.5                        64
6
    705 BAITUN13A   13.800 G1    32.0   -14.2    26.6   -26.6 0.9900    35.4  0.9136    50.6                        64
6
    720 PLANETA13.8 13.800 G1     3.8     2.0     2.0    -2.0 0.9505     4.5  0.8849     6.2                        64
6
 SUBSYSTEM TOTALS              801.3     0.8   526.4  -355.8                       1330.6

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     MON, MAY 24 2010  16:28
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
 AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO

 AREA 7 [ACANAL      ] MACHINE SUMMARY:
   BUS# X-- NAME --X BASKV ID     MW     MVAR    QMAX    QMIN  ETERM CURRENT    PF   MVABASE   X T R A N   GENTAP ZONE
AREA SWING
    129 MIR13D      13.800 G4    20.4     0.8    15.0     0.0 1.0000    20.4  0.9992    44.1                        65
7  AREA
    140 GAT6A       6.9000 G1     1.9    -2.0     2.0    -2.0 1.0096     2.8  0.6953     4.1                        65
7
    170 MIR13G      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0291    17.8  0.9281    23.0                        65
7
    171 MIR13H      13.800 M1    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0382    17.6  0.9281    23.0                        65
7
    171 MIR13H      13.800 M2    17.0     6.8    11.2     6.8 1.0382    17.6  0.9281    23.0                        65
7
 SUBSYSTEM TOTALS               73.3    19.3    50.5    18.5                        117.3
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 24 2010 16:28
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 AREA TOTALS
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MIN-VERANO IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	1269.9	1330.8	0.0	0.0	0.0	-102.0	41.1	-102.0
GUATEMAL	209.6	275.1	-199.1	0.0	277.7	18.2	393.2	
2	870.2	855.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.2	0.0
SALVADOR	79.1	224.2	-70.7	0.0	228.7	-27.9	182.2	
3	1237.6	1203.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.6	0.0
HONDURAS	468.3	321.1	-47.2	0.0	293.4	52.9	434.9	
4	532.7	525.2	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5	0.0
NICARAGU	38.4	207.6	-57.6	0.0	181.8	-48.4	118.6	
5	1297.4	1280.2	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	0.0
COSTA RI	199.0	520.4	-230.7	0.0	419.3	32.8	295.8	
6	801.3	727.4	0.0	0.0	0.0	55.3	18.6	55.0
PANAMA	0.8	264.0	95.5	0.0	539.1	-29.4	209.7	
7	73.3	26.1	0.0	0.0	0.0	46.7	0.5	47.0
ACANAL	19.3	9.5	0.0	0.0	0.0	1.9	7.9	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COLOMBIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6082.5	5947.6	0.0	0.0	0.0	0.0	134.8	0.0
	1014.3	1821.7	-509.8	0.0	1939.9	0.0	1642.3	

Resultados de Estabilidad Transitoria

ÍNDICE

1. Año 2011

1.1 Falla y Apertura del circuito Mata de Nance – Concepción
1.2 Falla y Apertura de un circuito Guasquitas - Veladero
1.3 Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II

2. Año 2012

2.1 Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance – Veladero
2.2 Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II
2.3 Falla y Apertura de un circuito de Panamá – Panamá II

3. Año 2013

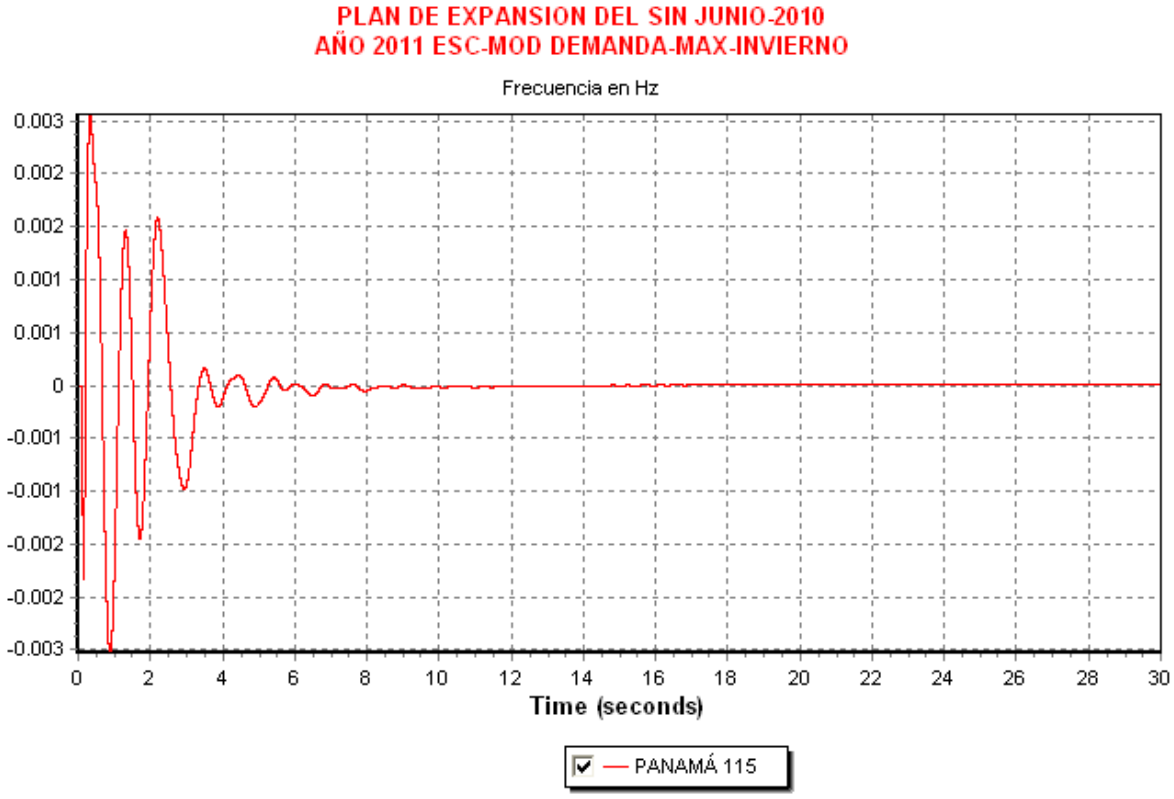
3.1 Falla y Apertura de un circuito de Panamá – Panamá II
3.2 Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II
3.3 Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Barro Blanco

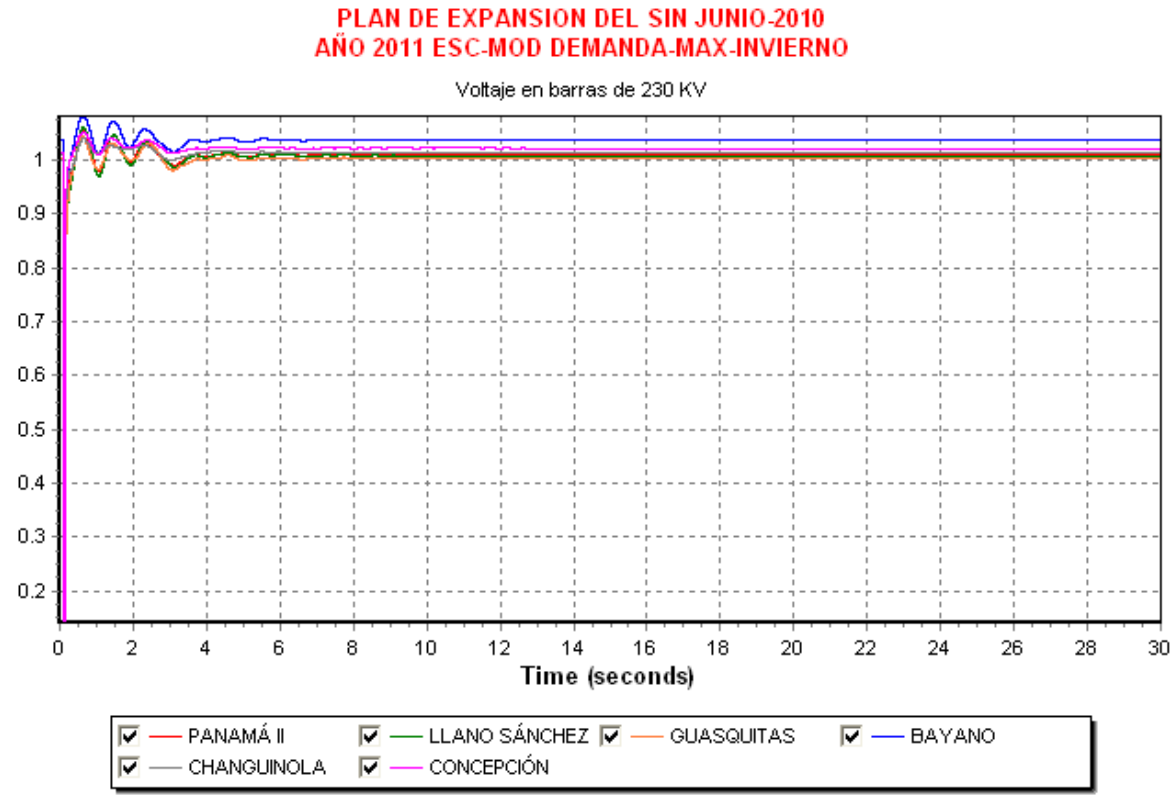
4. Año 2014

4.1 Falla y Apertura del circuito Mata de Nance – Concepción
4.2 Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II
4.3 Falla y Apertura de un circuito de Veladero – Llano Sánchez

1. Año 2011

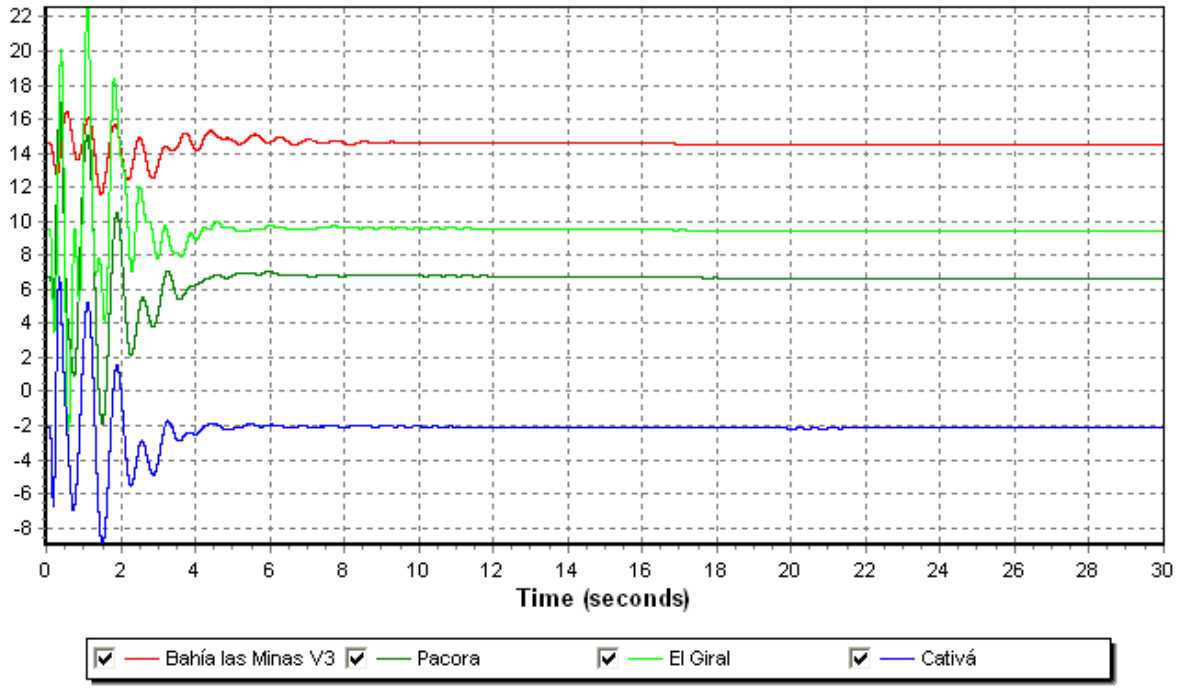
1.1 Falla y Apertura del circuito Mata de Nance – Concepción





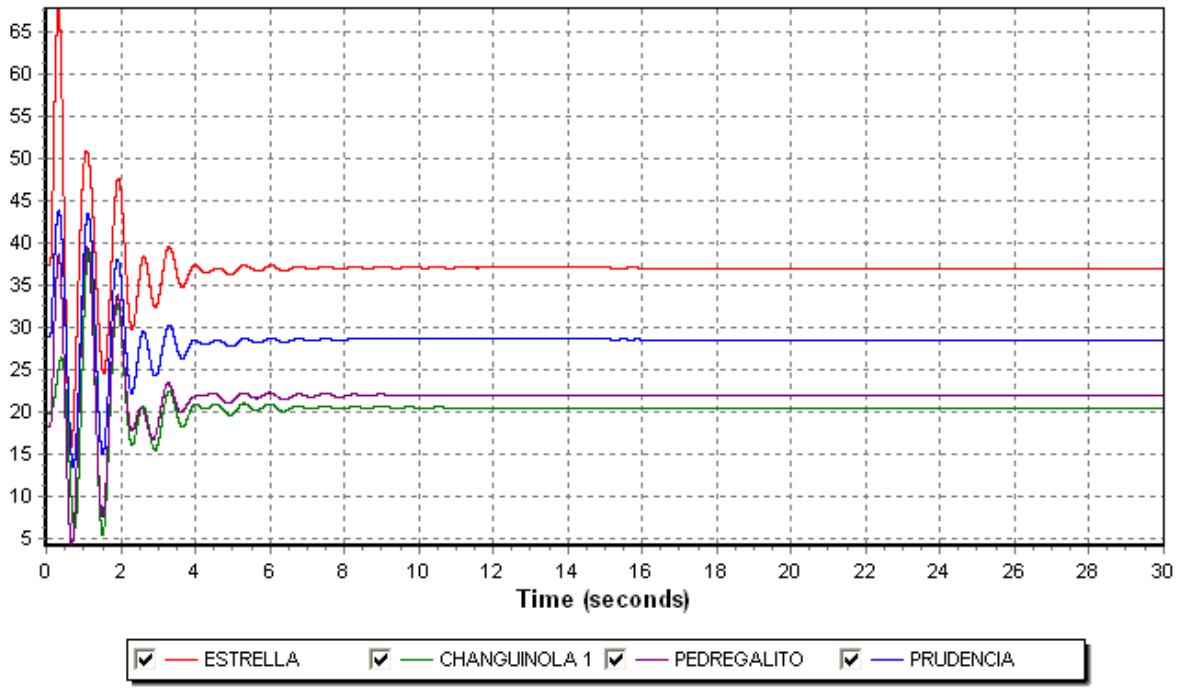
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

Comportamiento térmico respecsto a Bayano

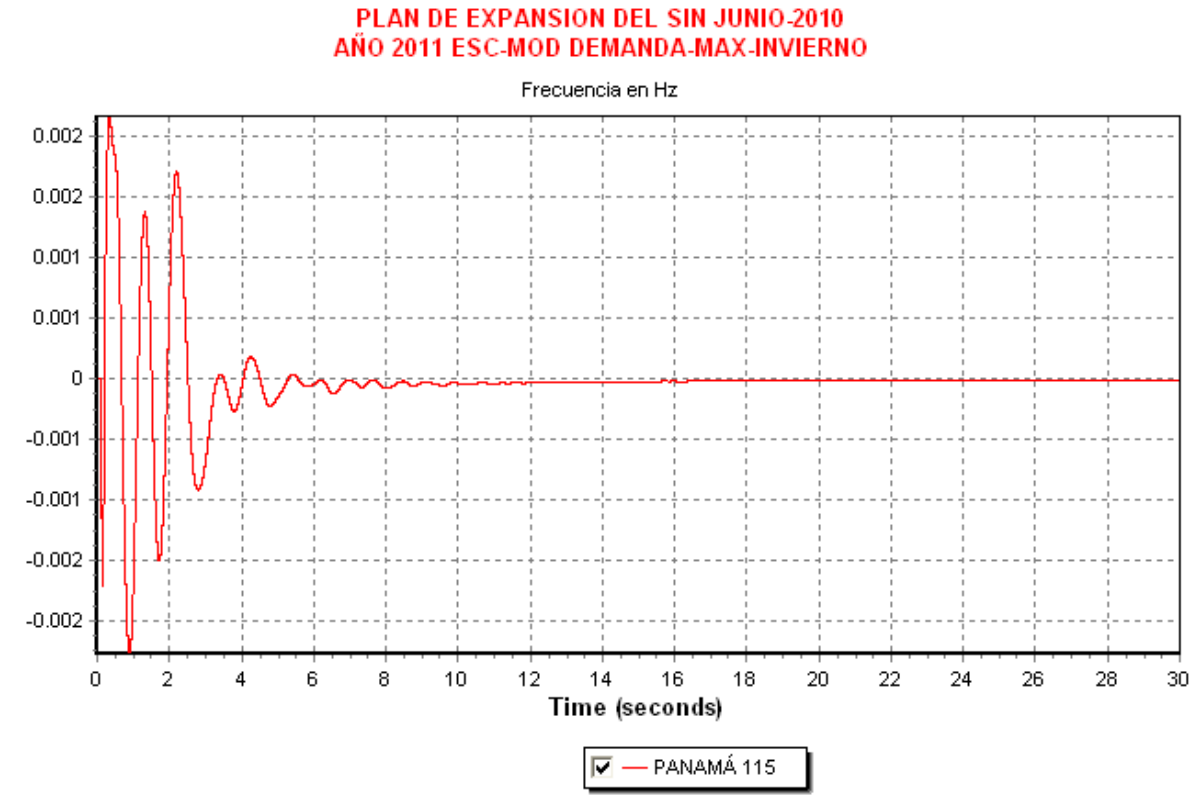


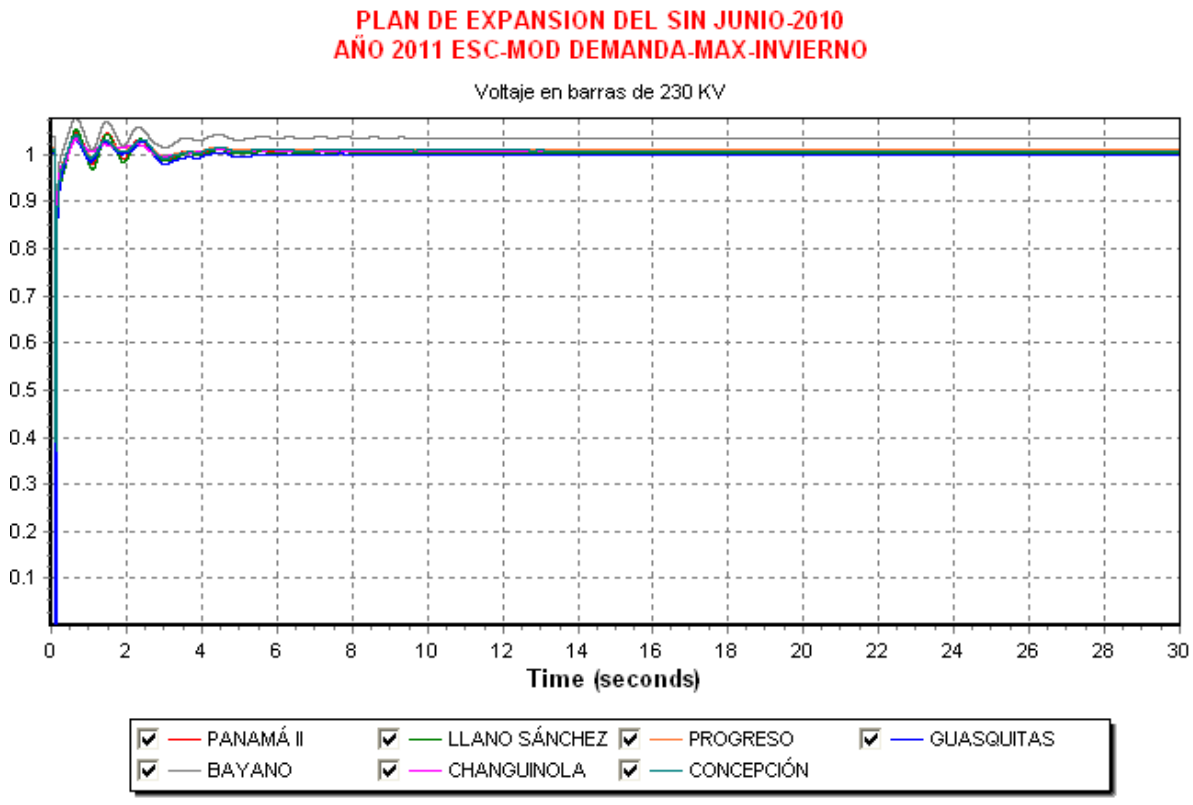
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

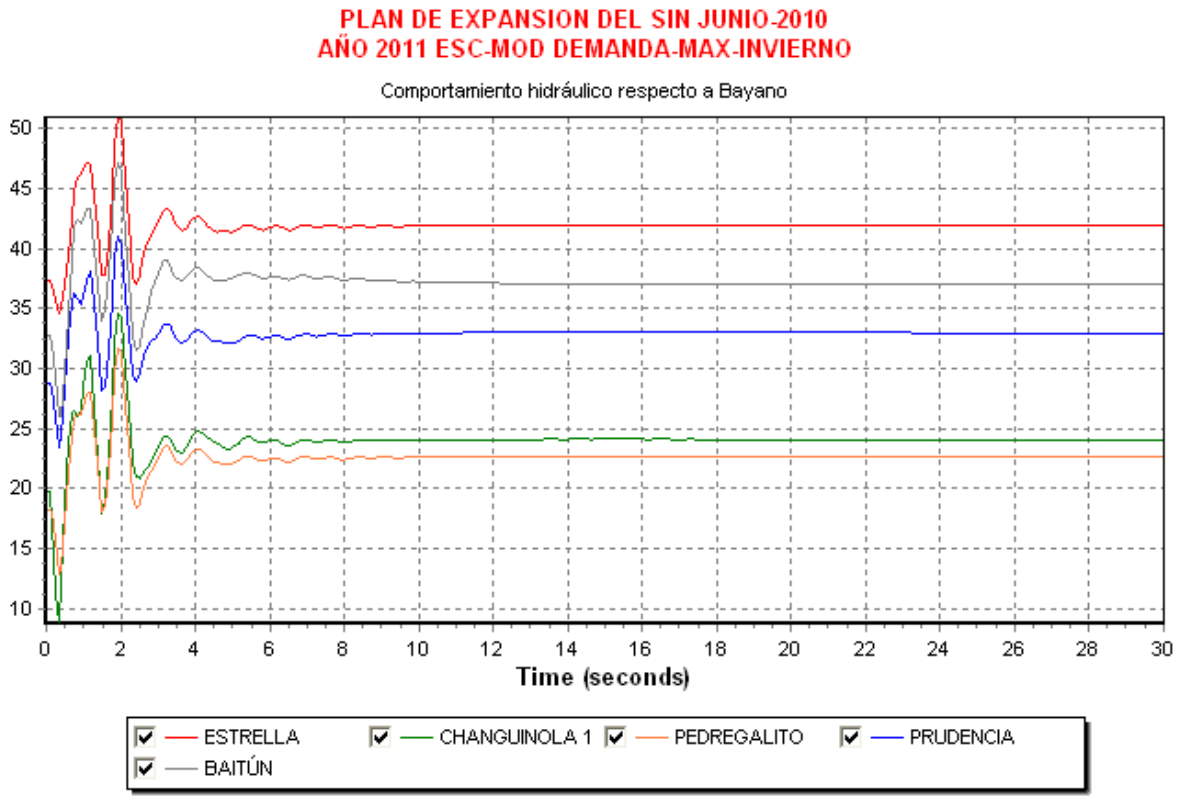
Comportamiento hidráulico respecto a Bayano

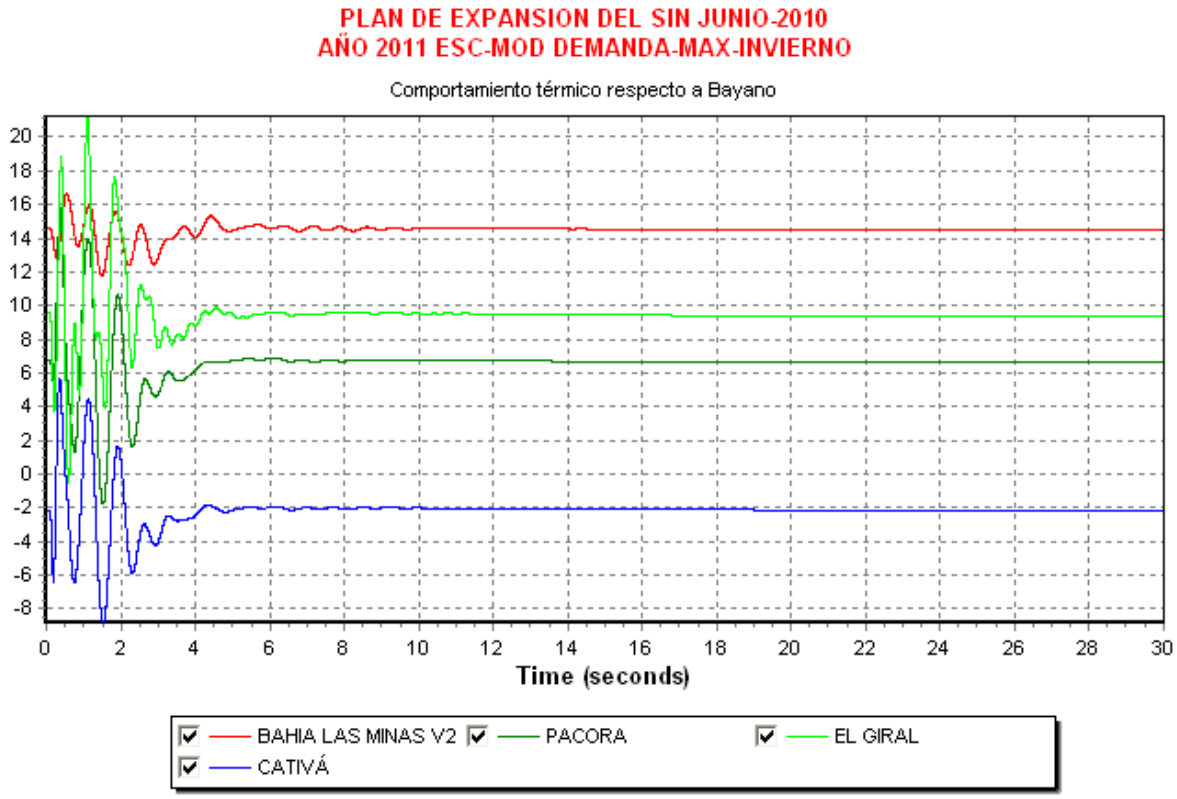


1.2 Falla y Apertura del circuito Guasquitas – Veladero

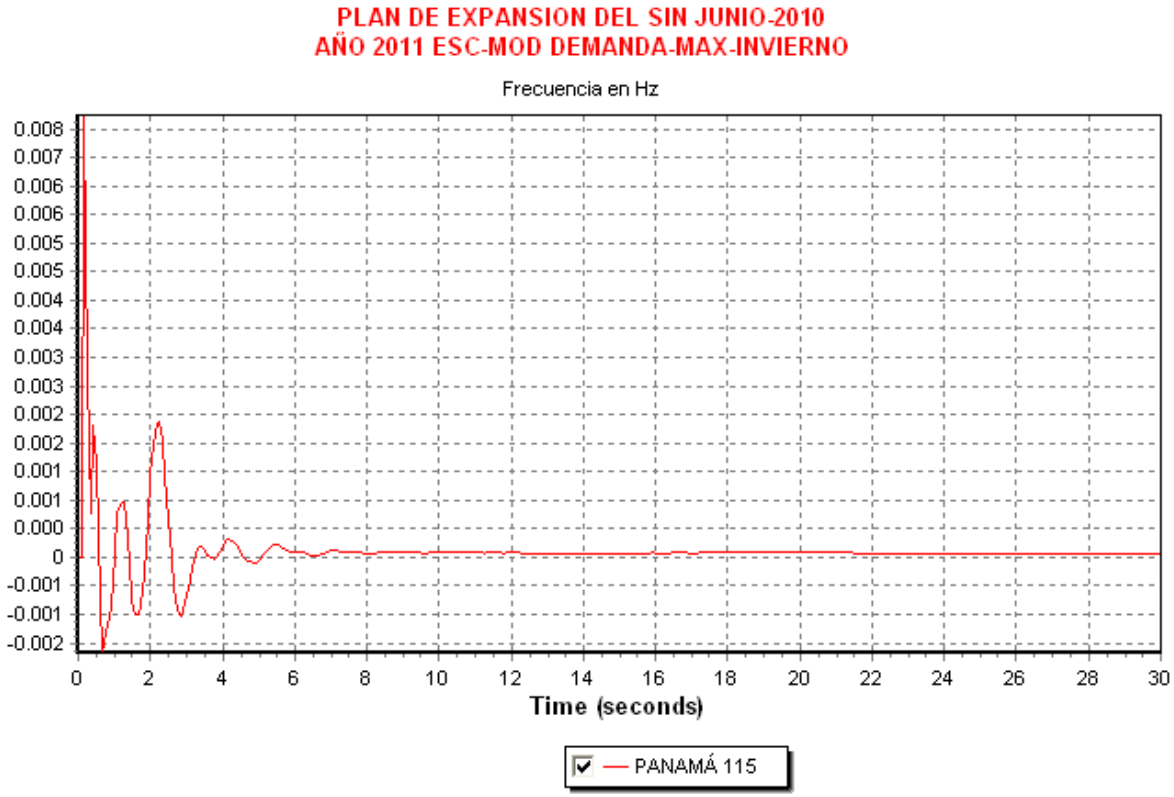


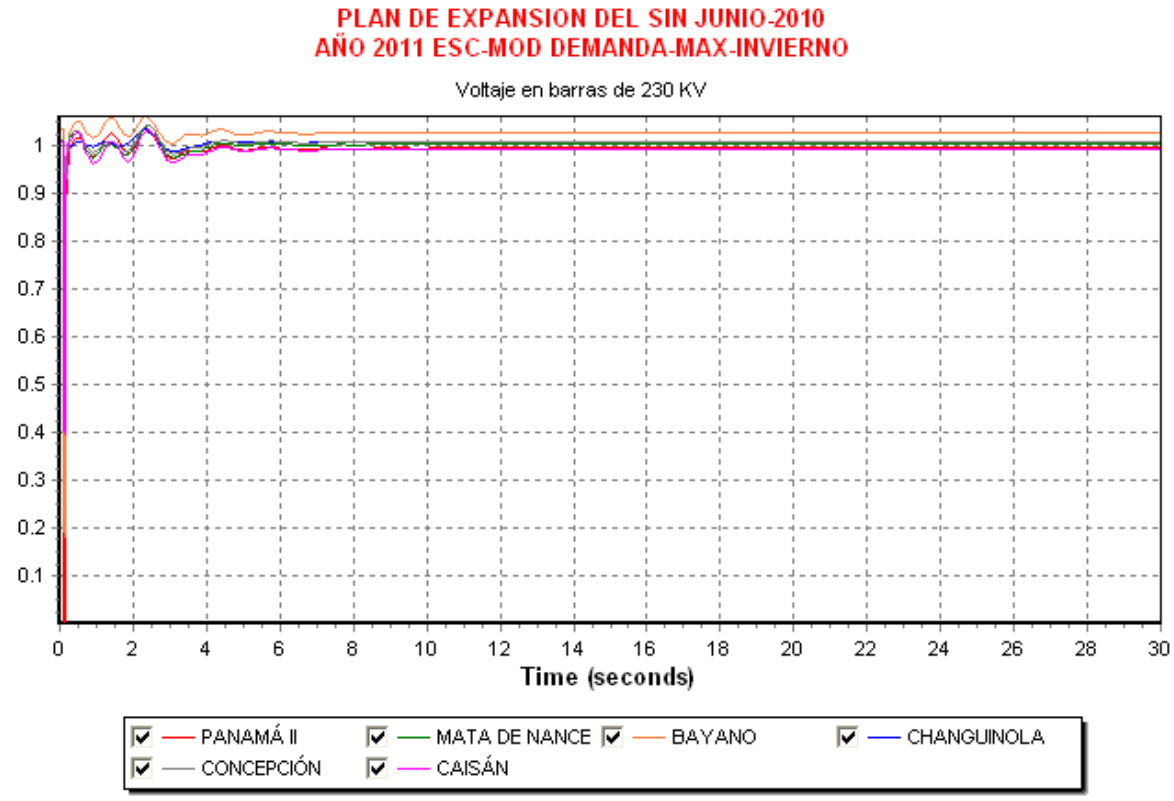



PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO
Comportamiento hidráulico respecto a Bayano
Time (seconds)
ESTRELLA
CHANGUINOLA 1
PEDREGALITO
PRUDENCIA
BAITÚN


PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO
Comportamiento térmico respecto a Bayano
Time (seconds)
BAHIA LAS MINAS V2
PACORA
EL GIRAL
CATIVÁ

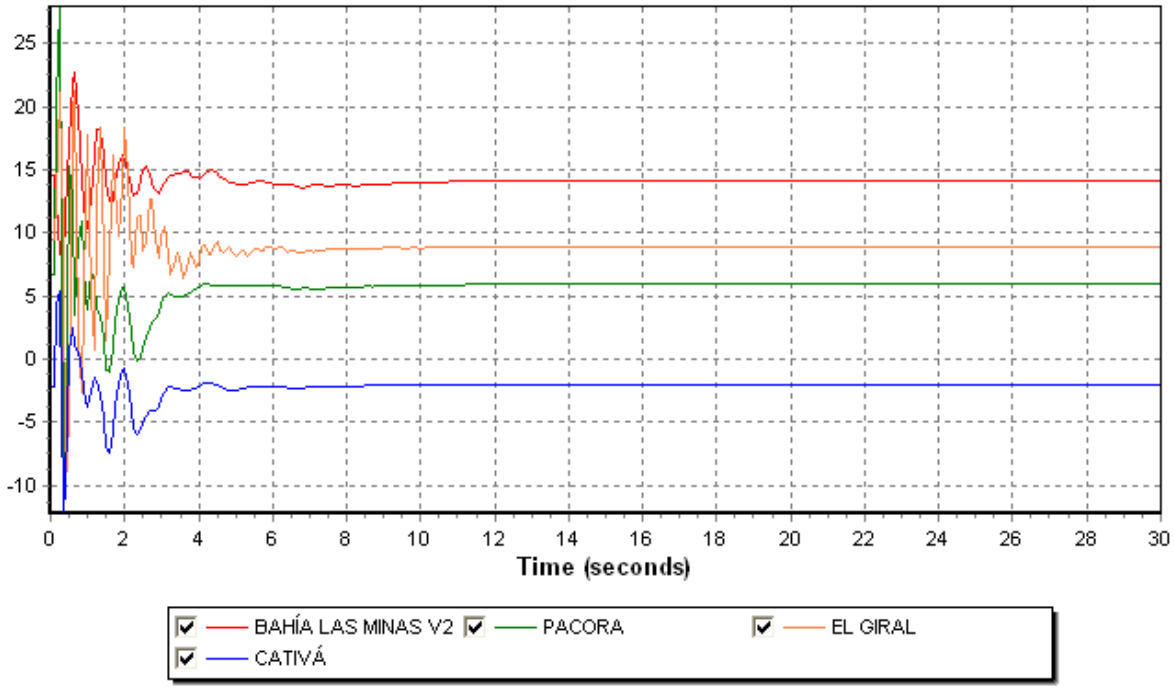
1.3 Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II





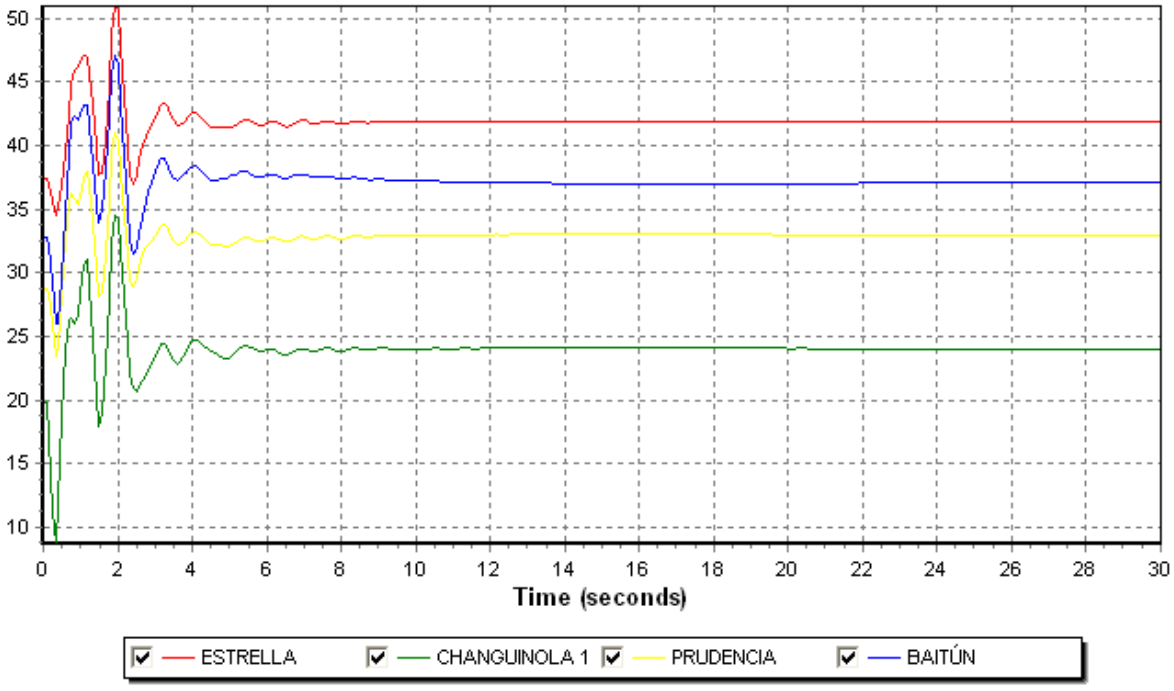
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

Comportamiento térmico respecto a Bayano



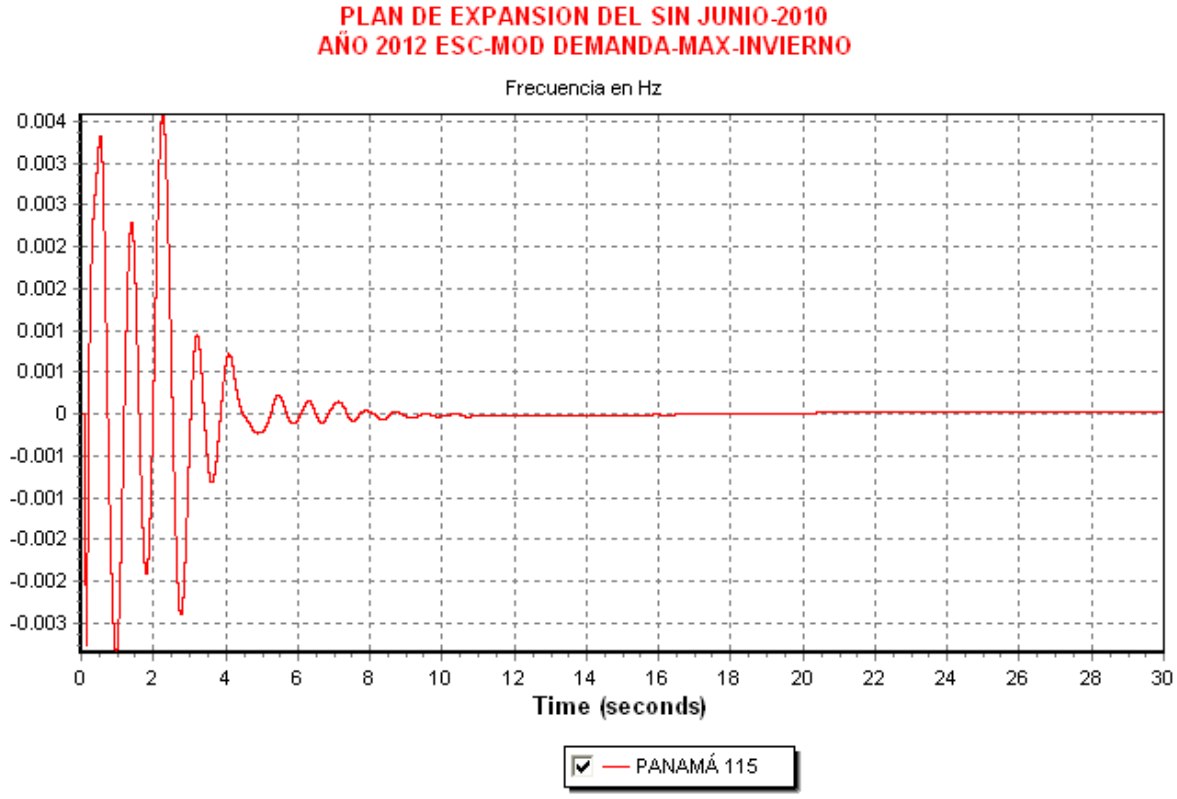
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

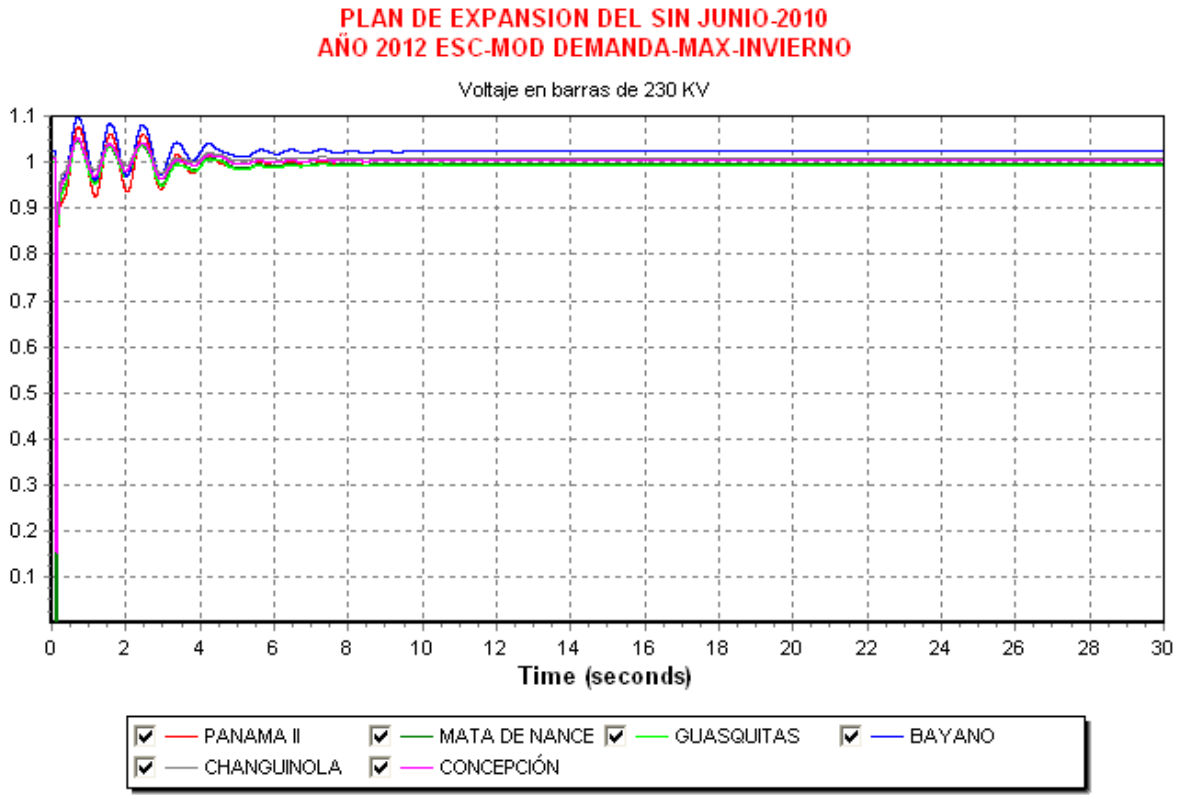
Comportamiento hidráulico respecto a Bayano



2. Año 2012

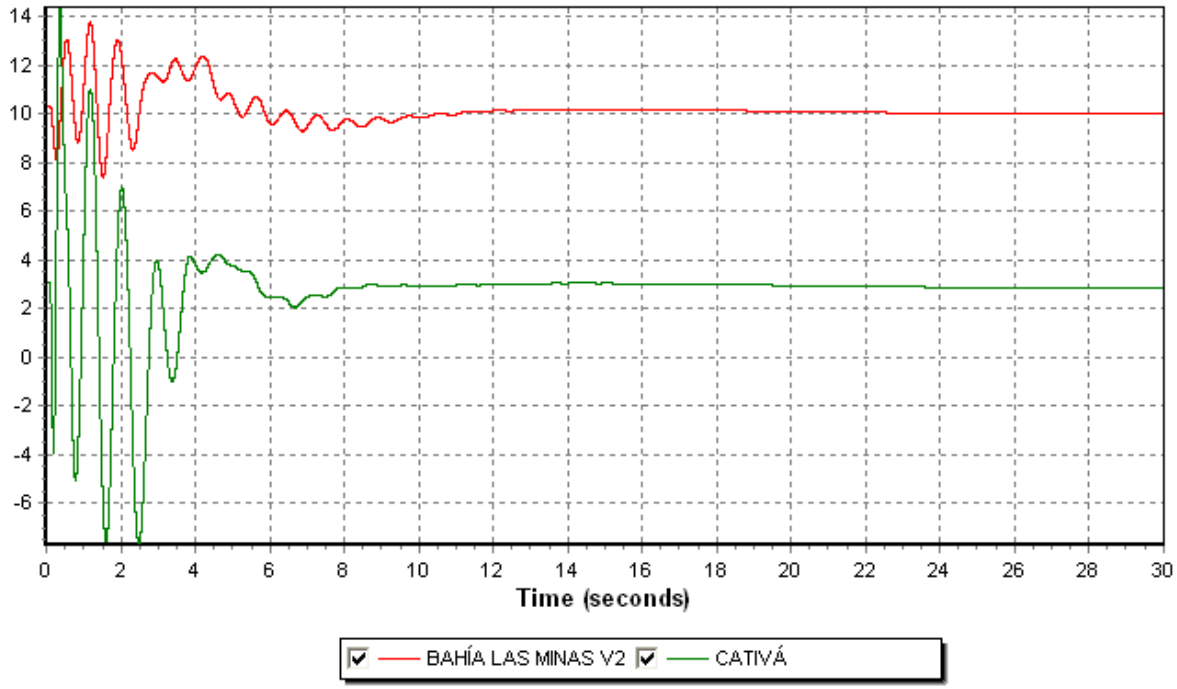
2.1 Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance – Veladero





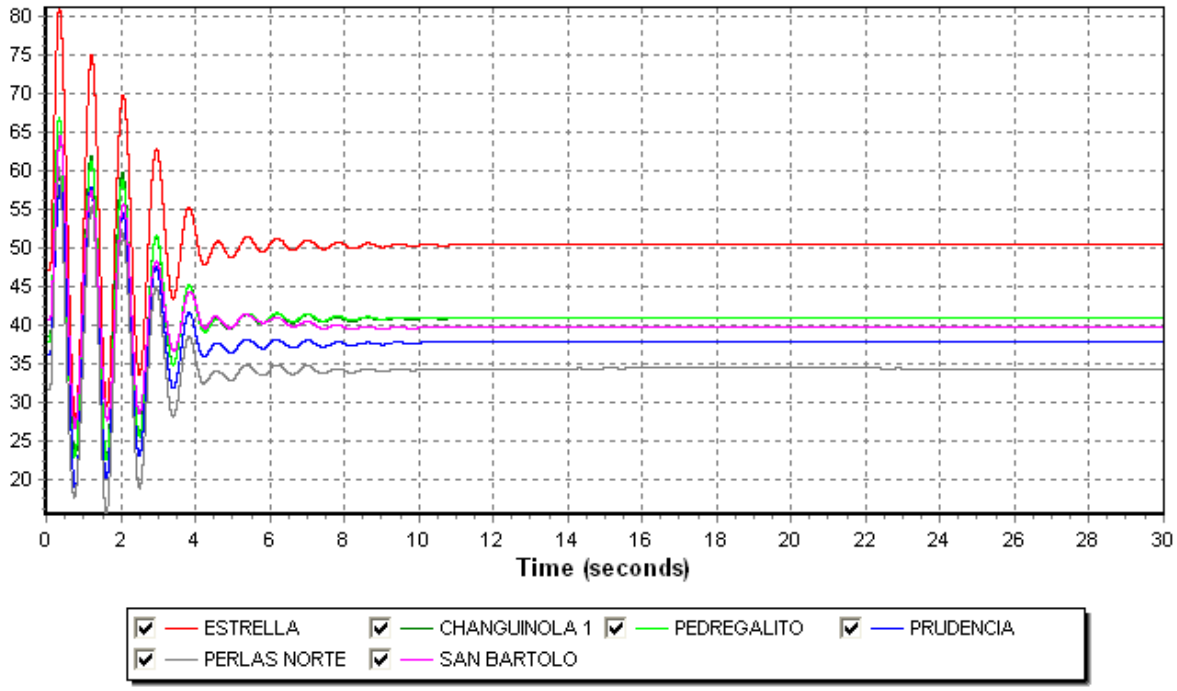
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

Comportamiento térmico respecto a Bayano

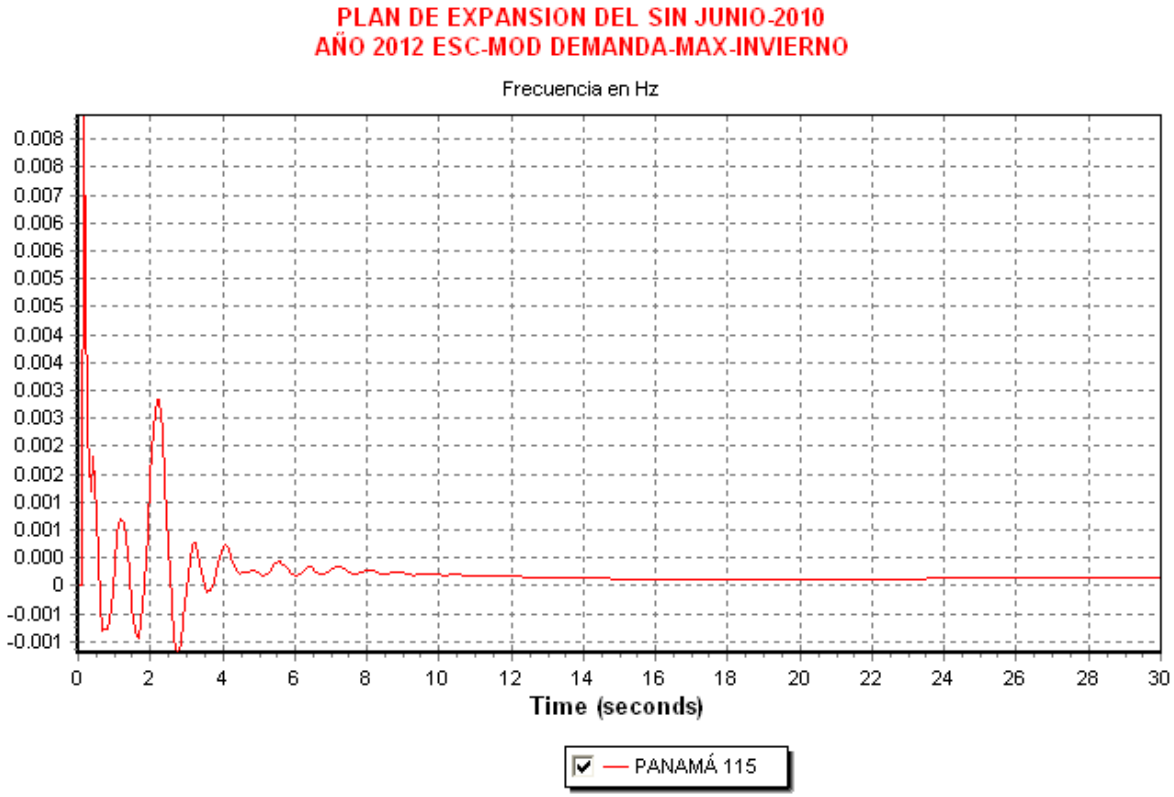


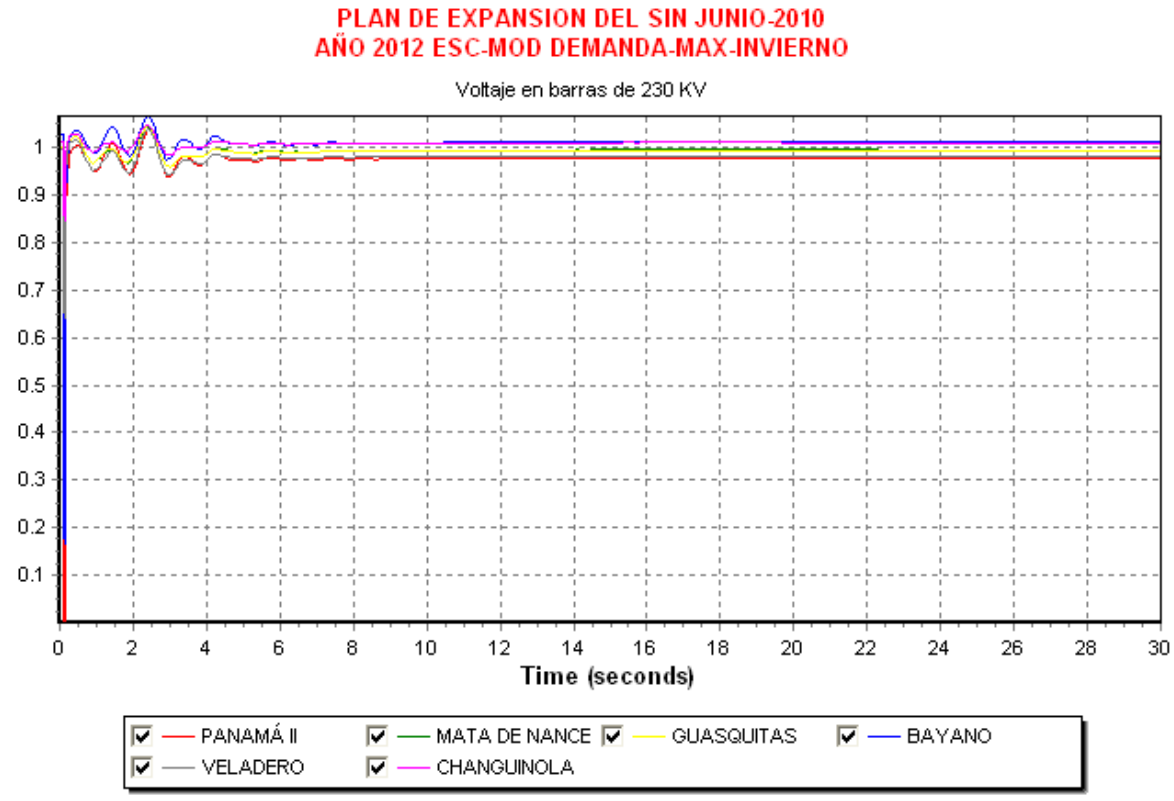
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

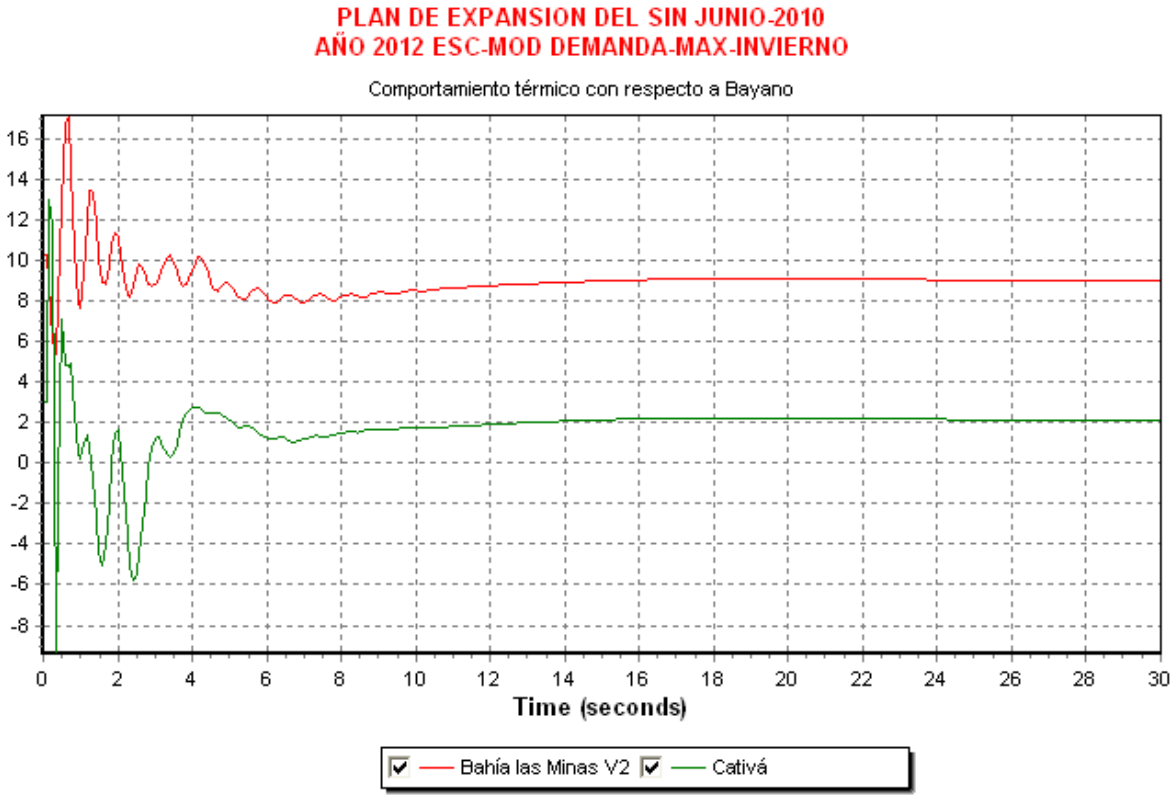
Comportamiento hidráulico respecto a Bayano

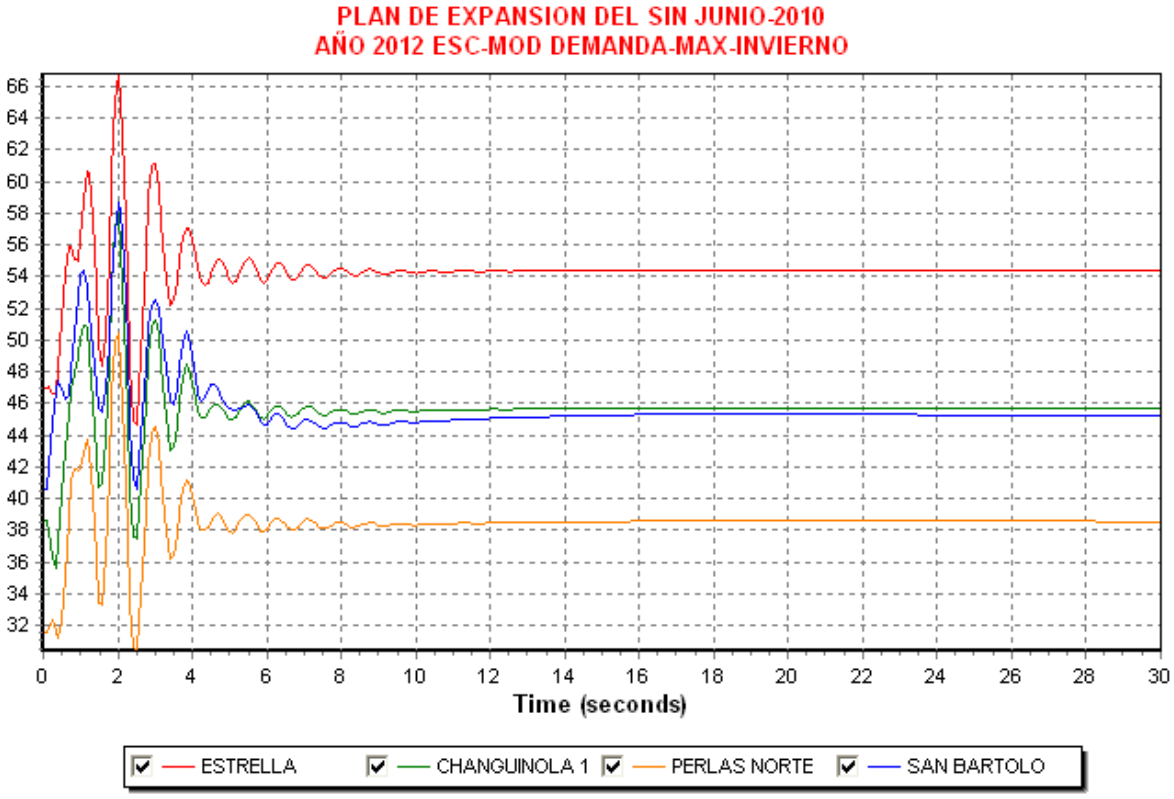


2.2 Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Panamá II

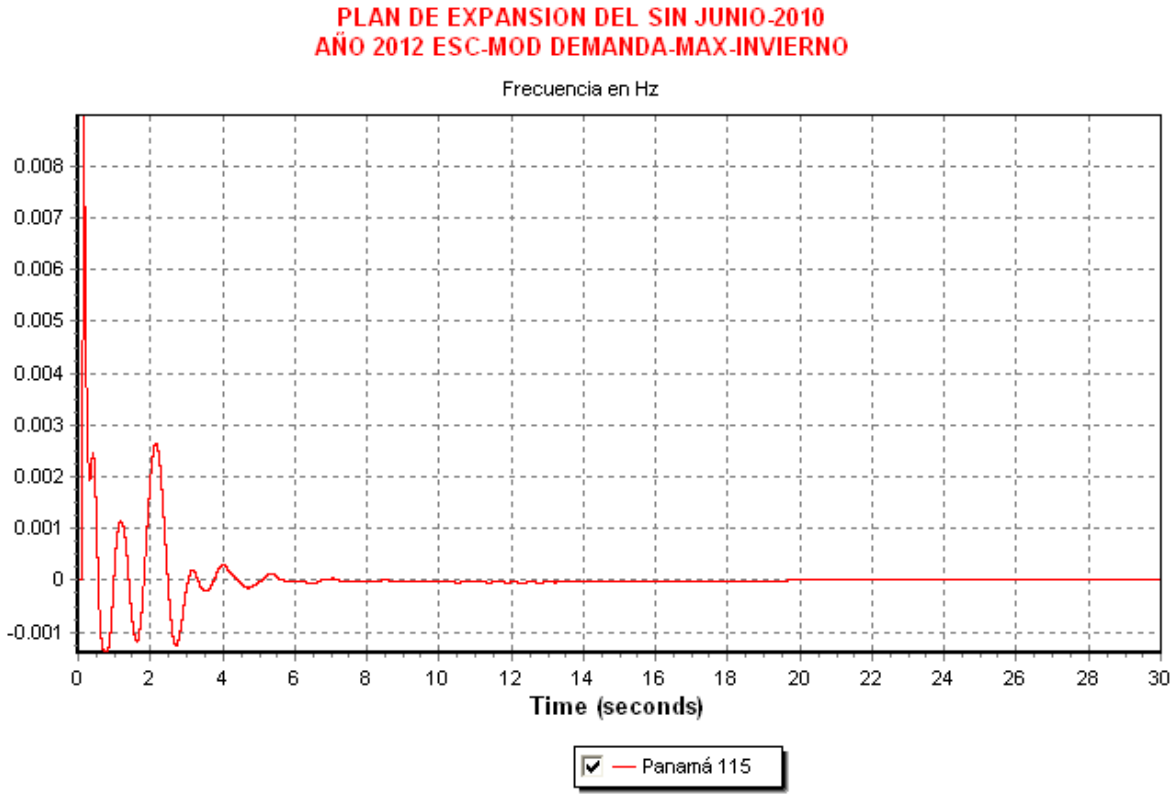


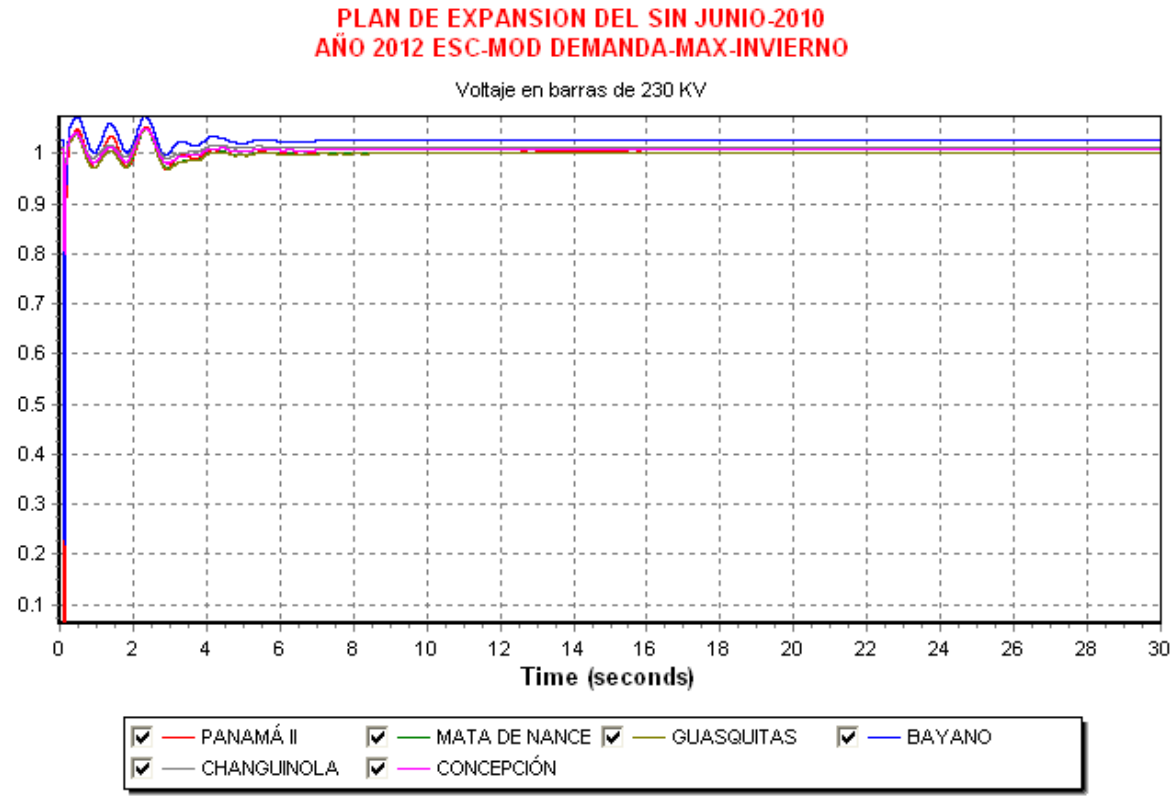



PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO
Comportamiento térmico con respecto a Bayano
Time (seconds)
Bahía las Minas V2
Cativá


PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO
Time (seconds)
ESTRELLA
CHANGUINOLA 1
PERLAS NORTE
SAN BARTOLO

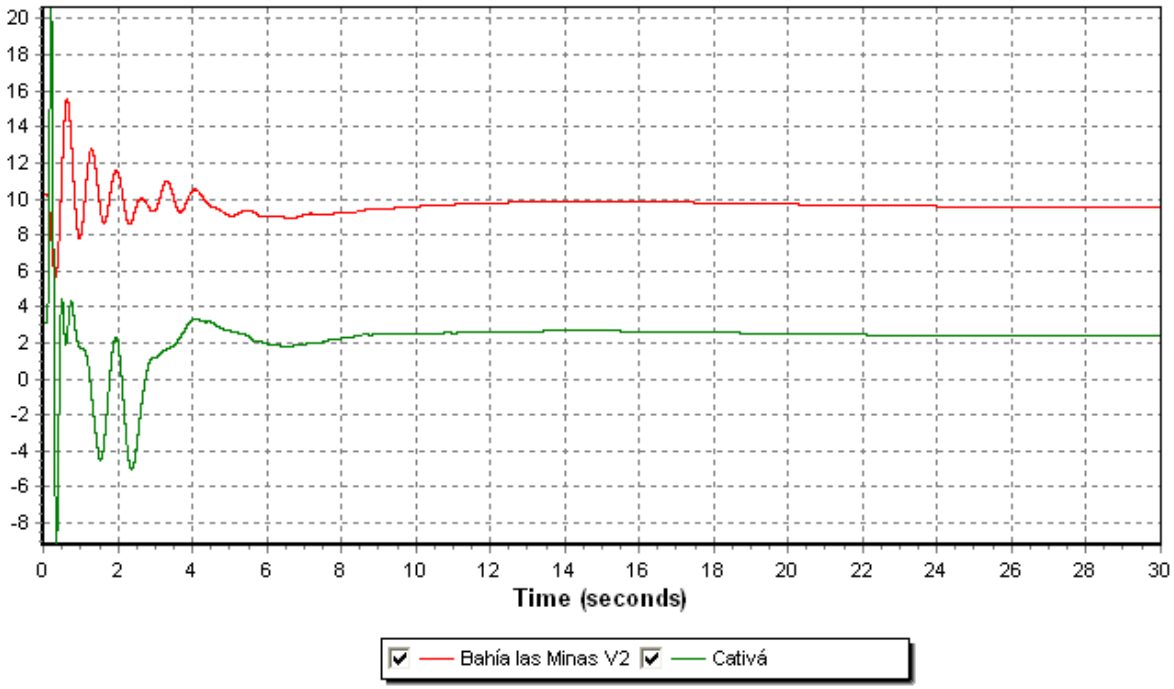
2.3 Falla y Apertura de un circuito Panamá – Panamá II





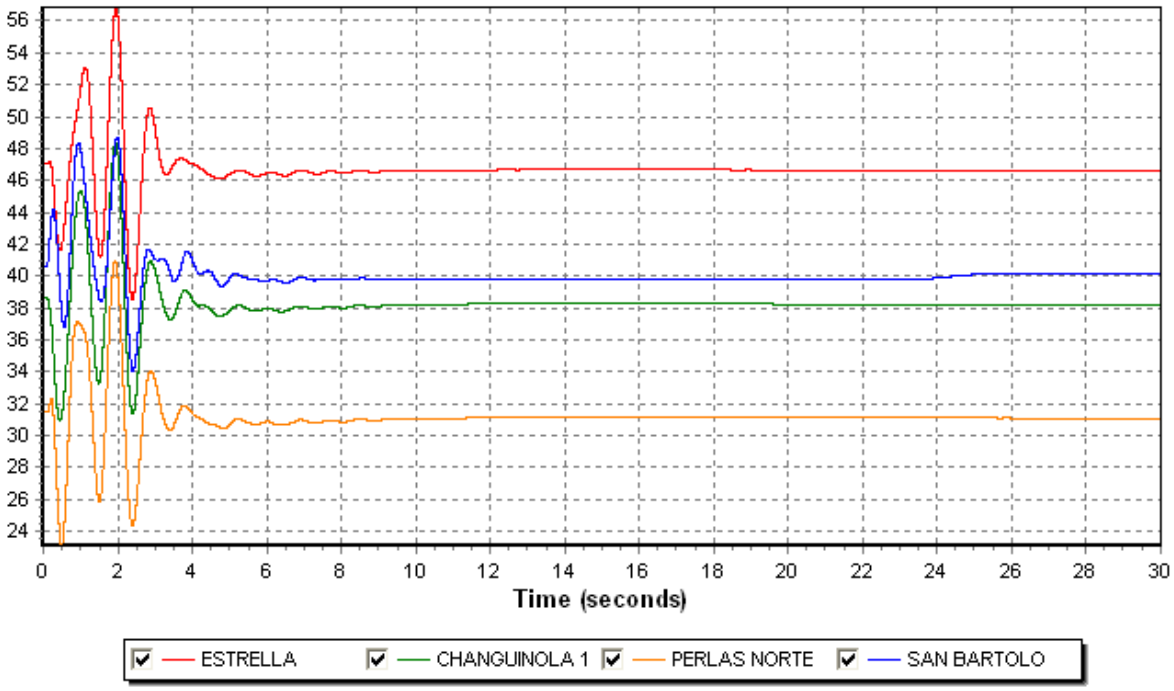
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

Comportamiento térmico respecto a Bayano



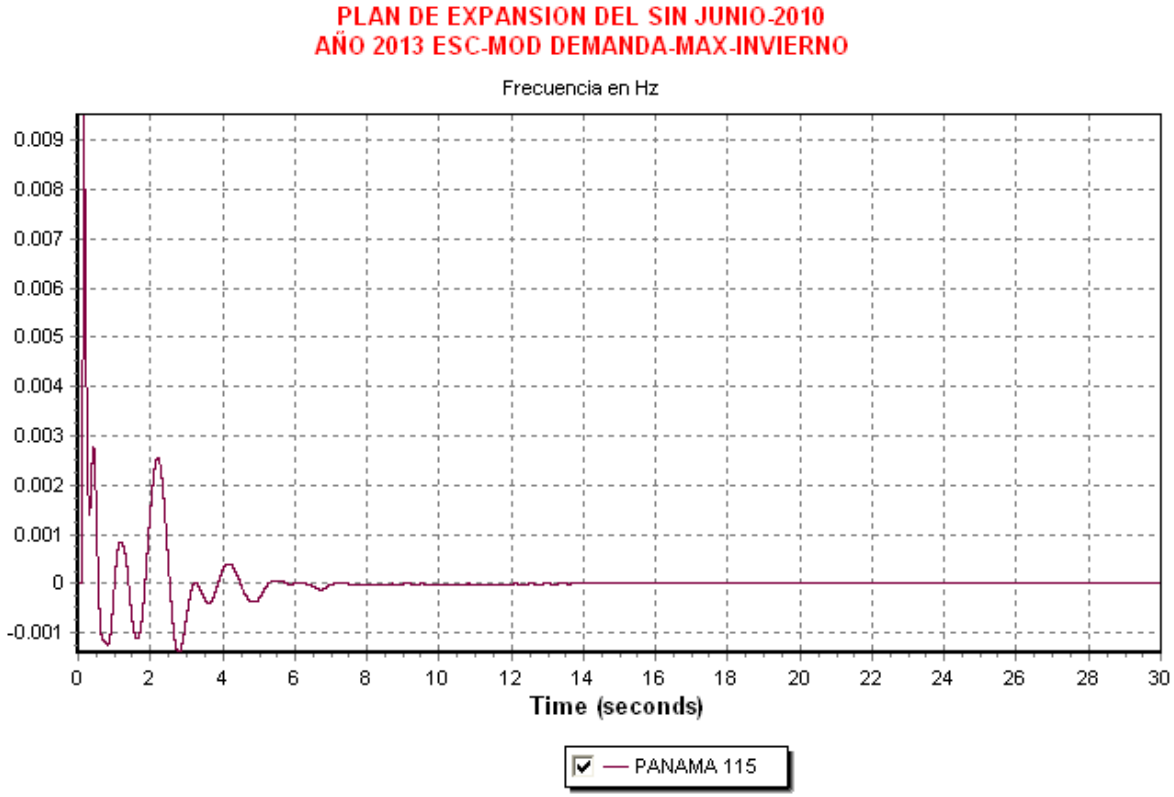
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

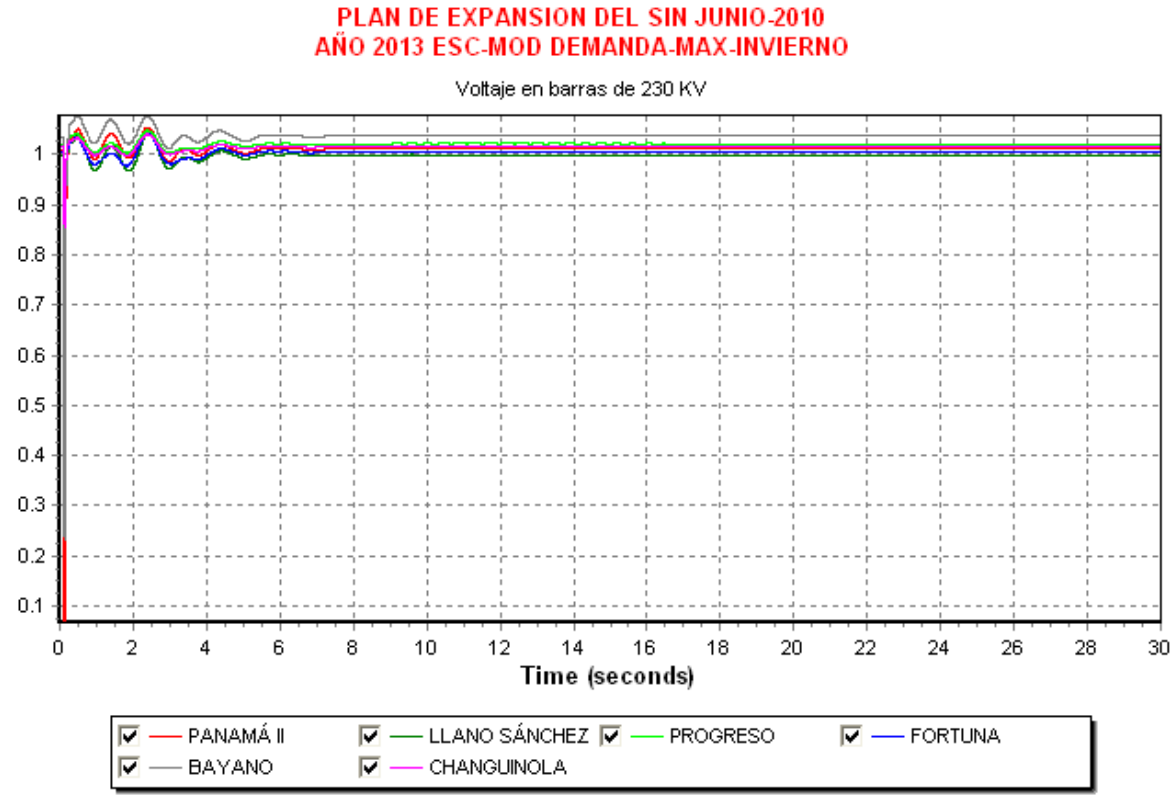
Comportamiento hidráulico respecto a Bayano



3. Año 2013

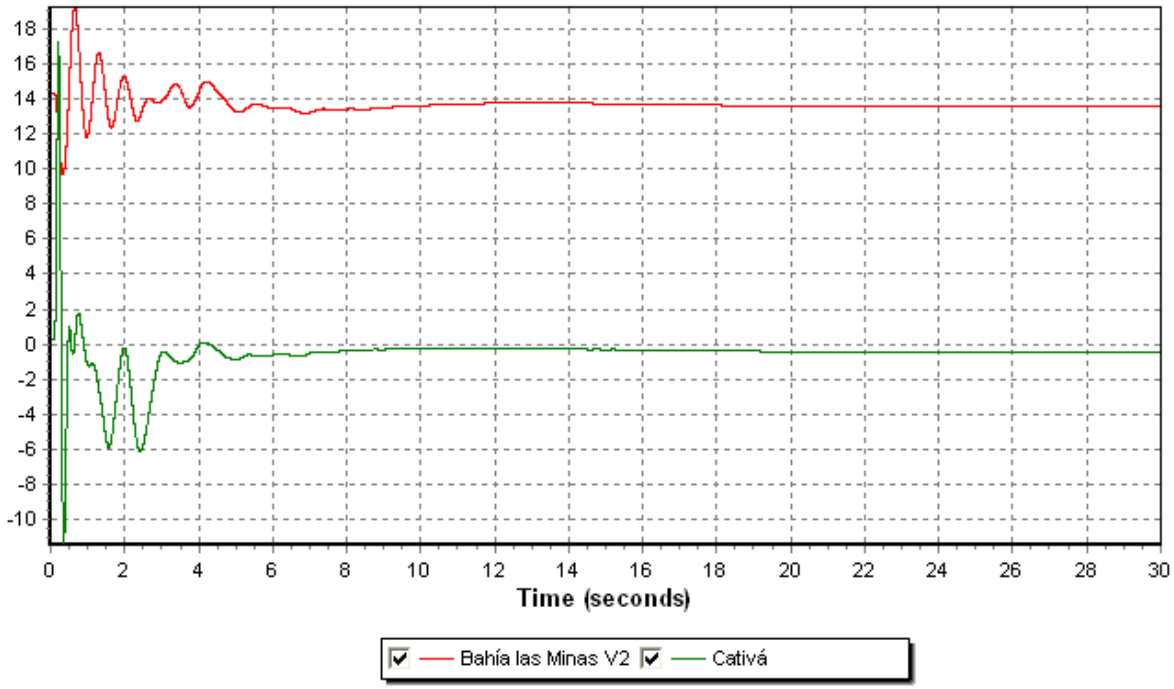
3.1 Falla y Apertura de un circuito de Panamá – Panamá II





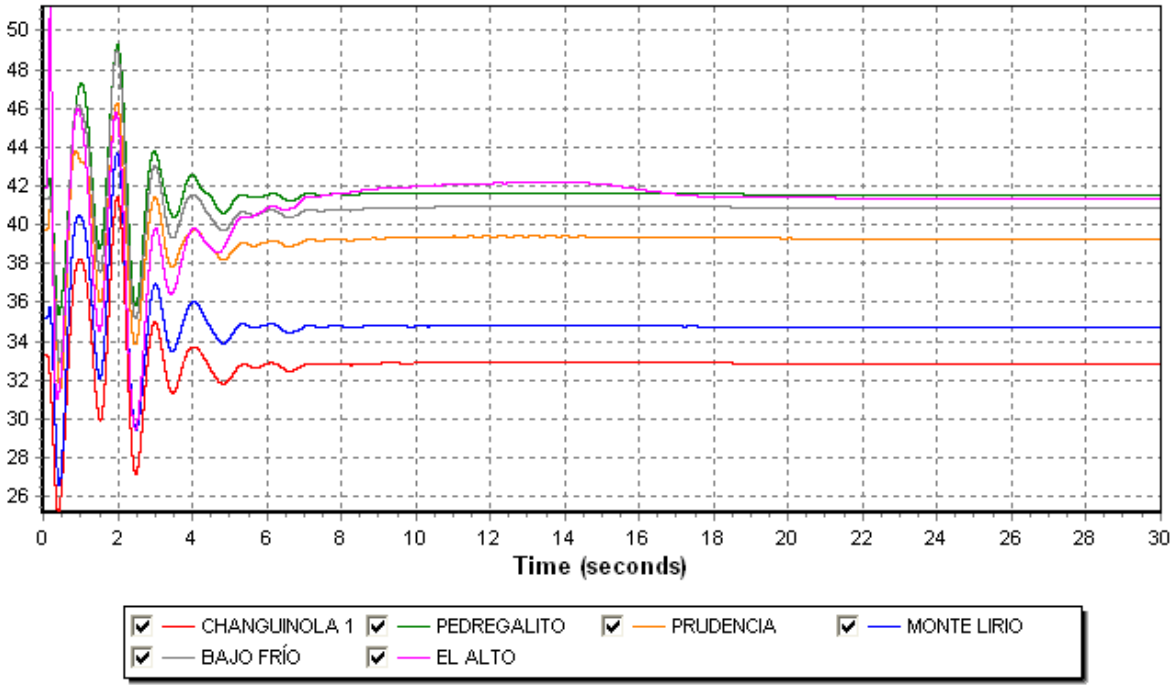
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

Comportamiento térmico respecto a Bayano

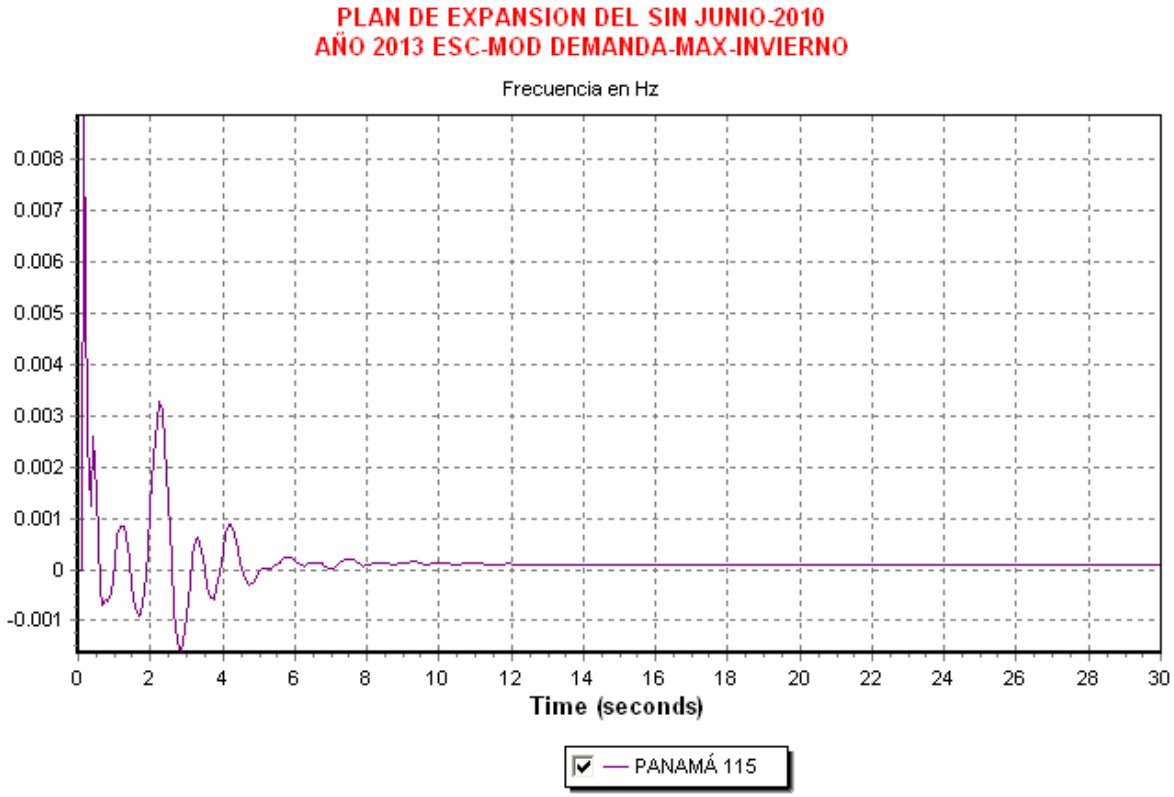


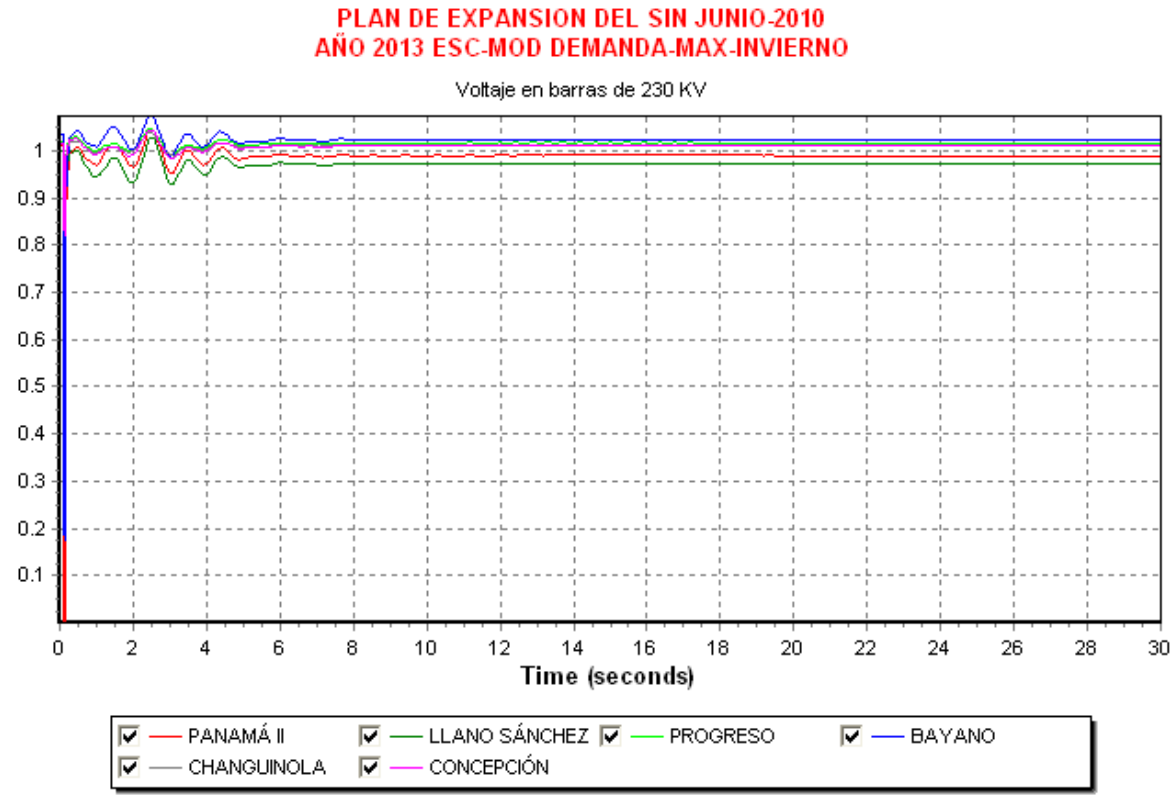
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

Comportamiento hidráulico respecto a Bayano



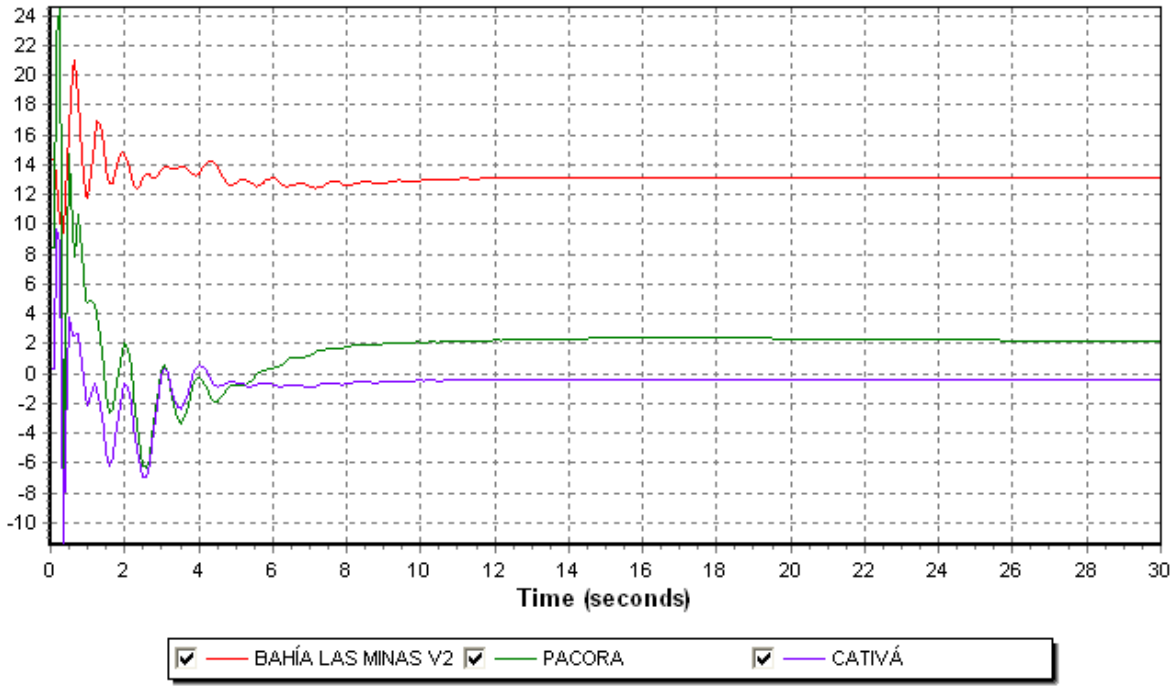
3.2 Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II





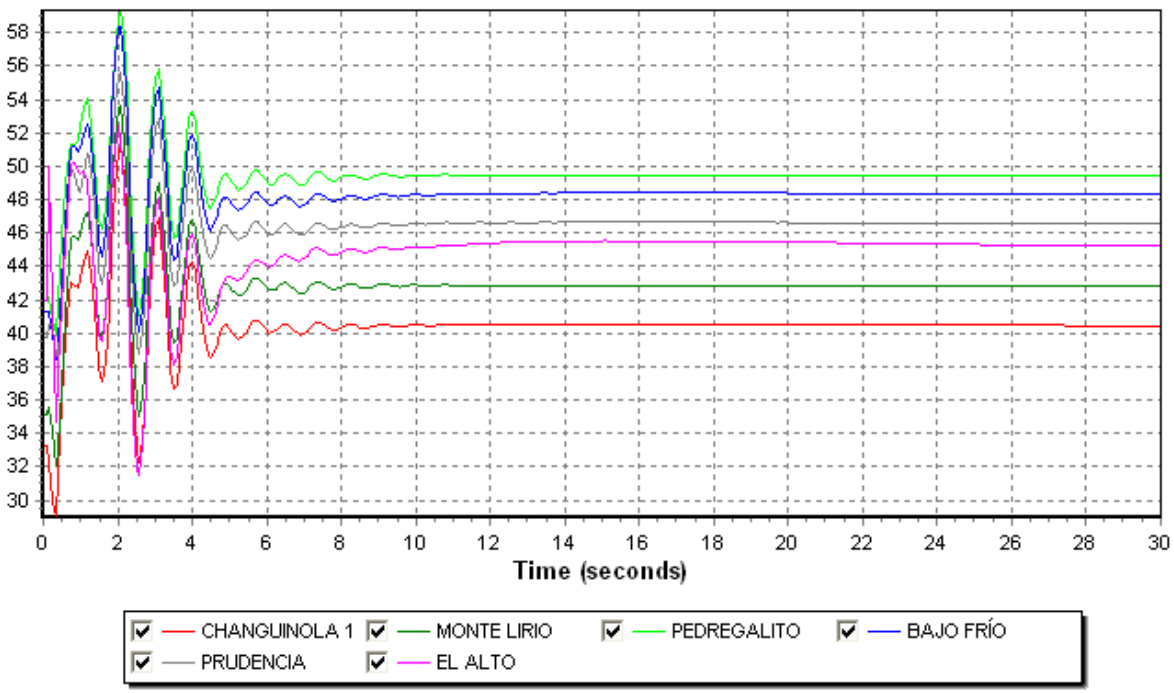
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

Comportamiento térmico respecto a Bayano

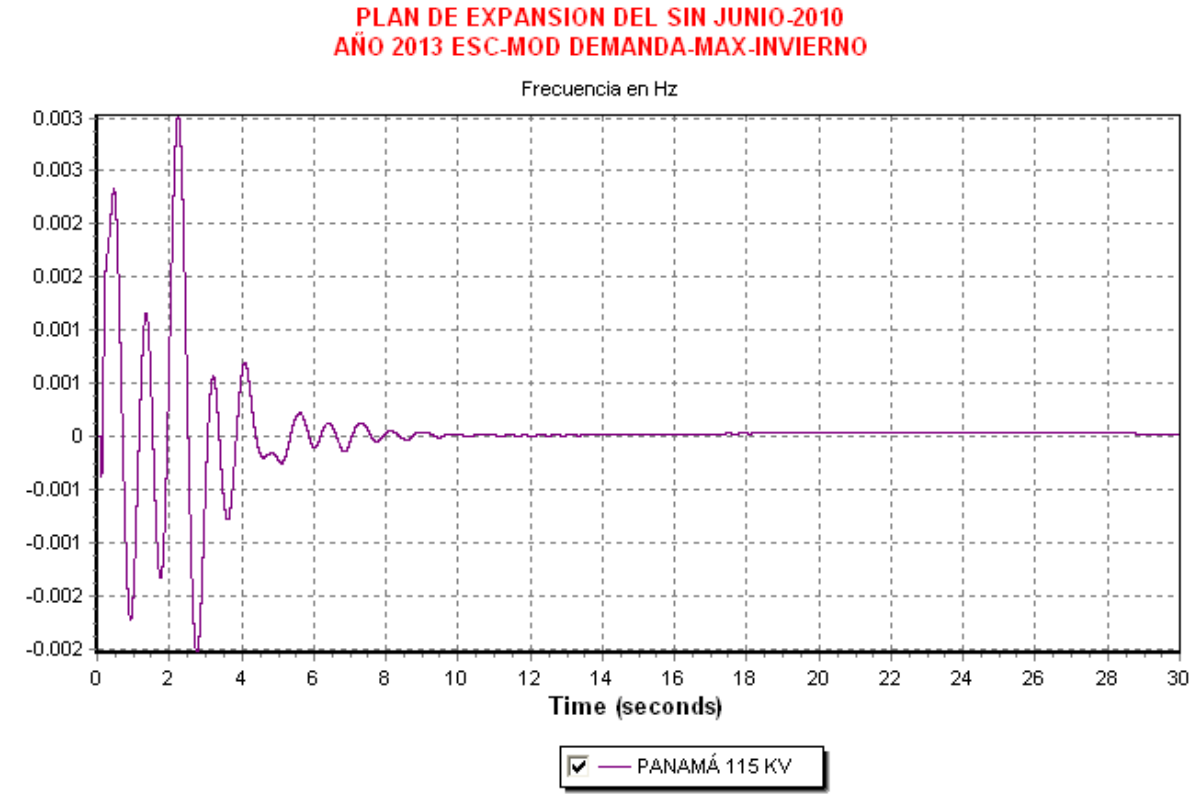


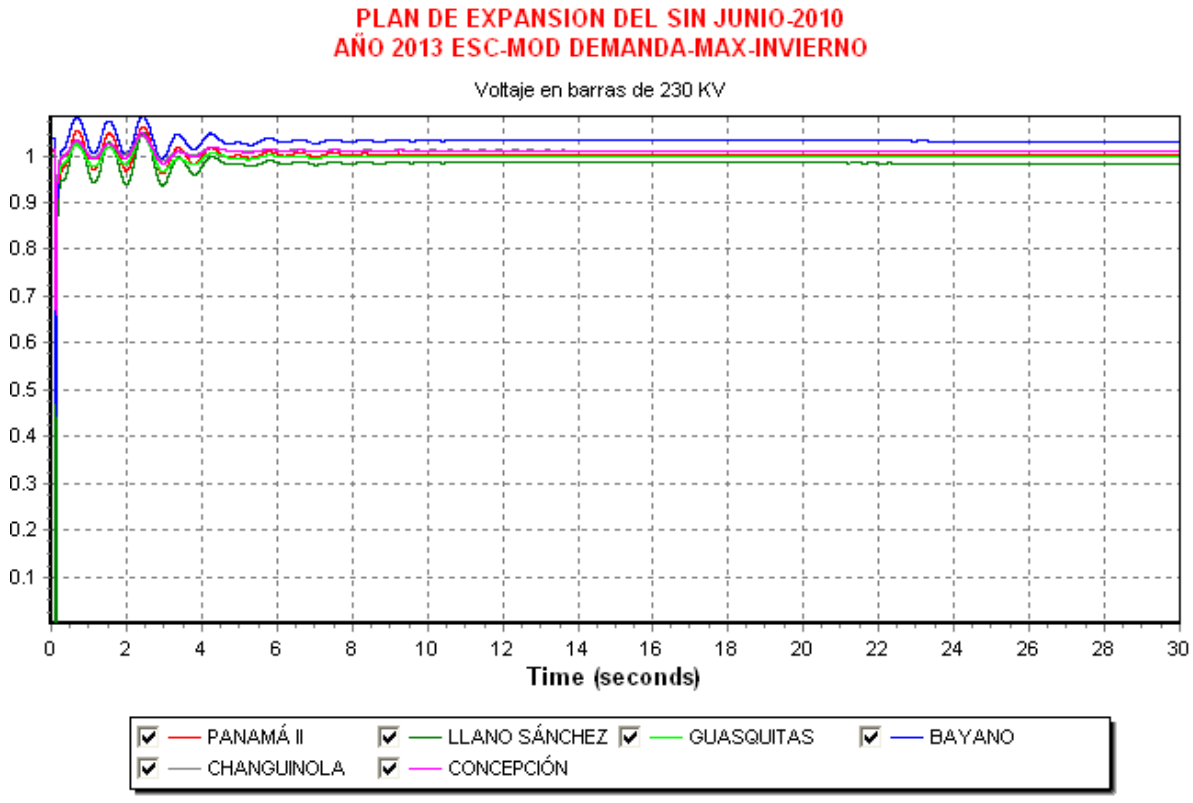
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

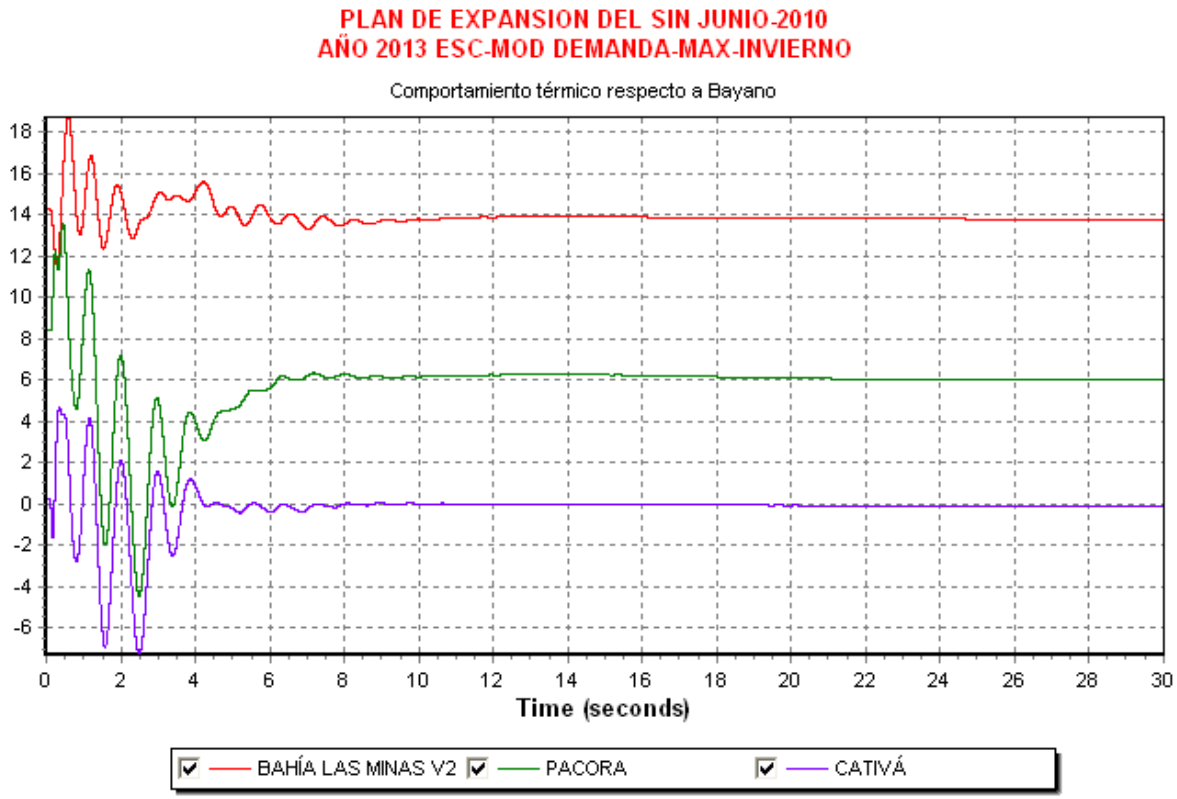
Comportamiento Hidráulico respecto a Bayano

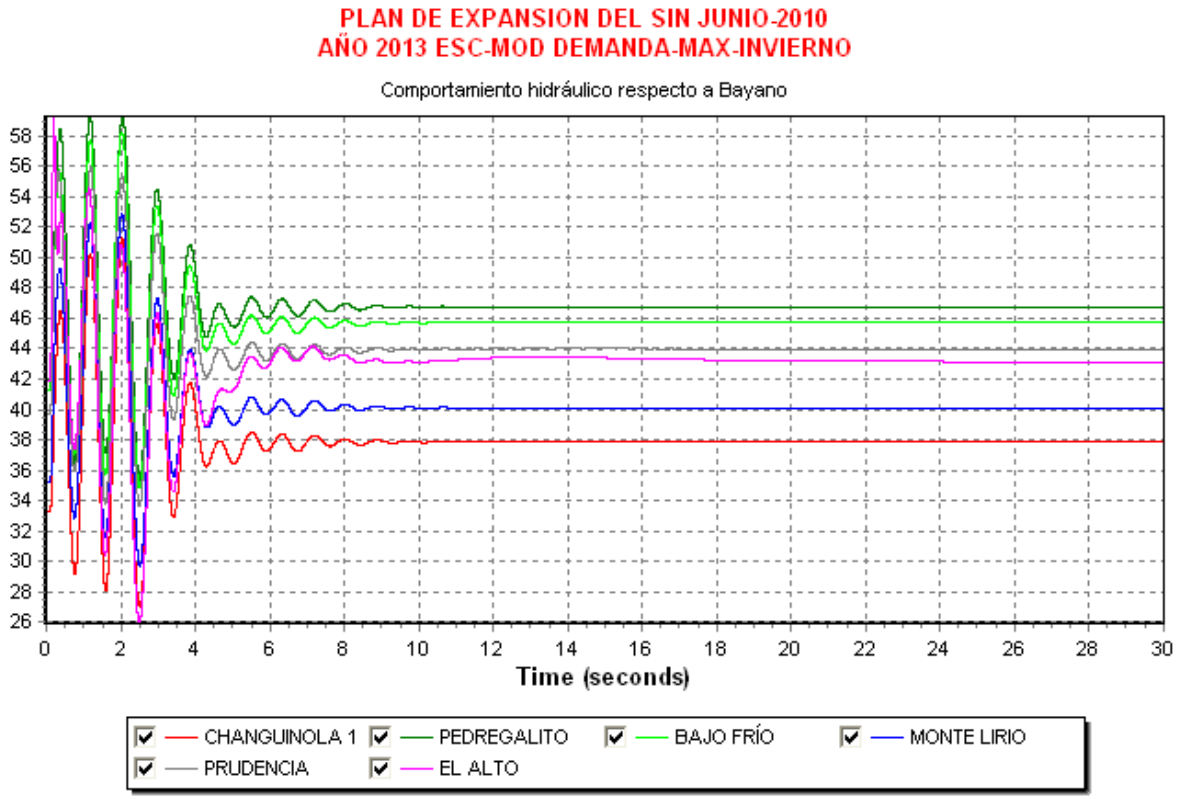


3.3 Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Barro Blanco



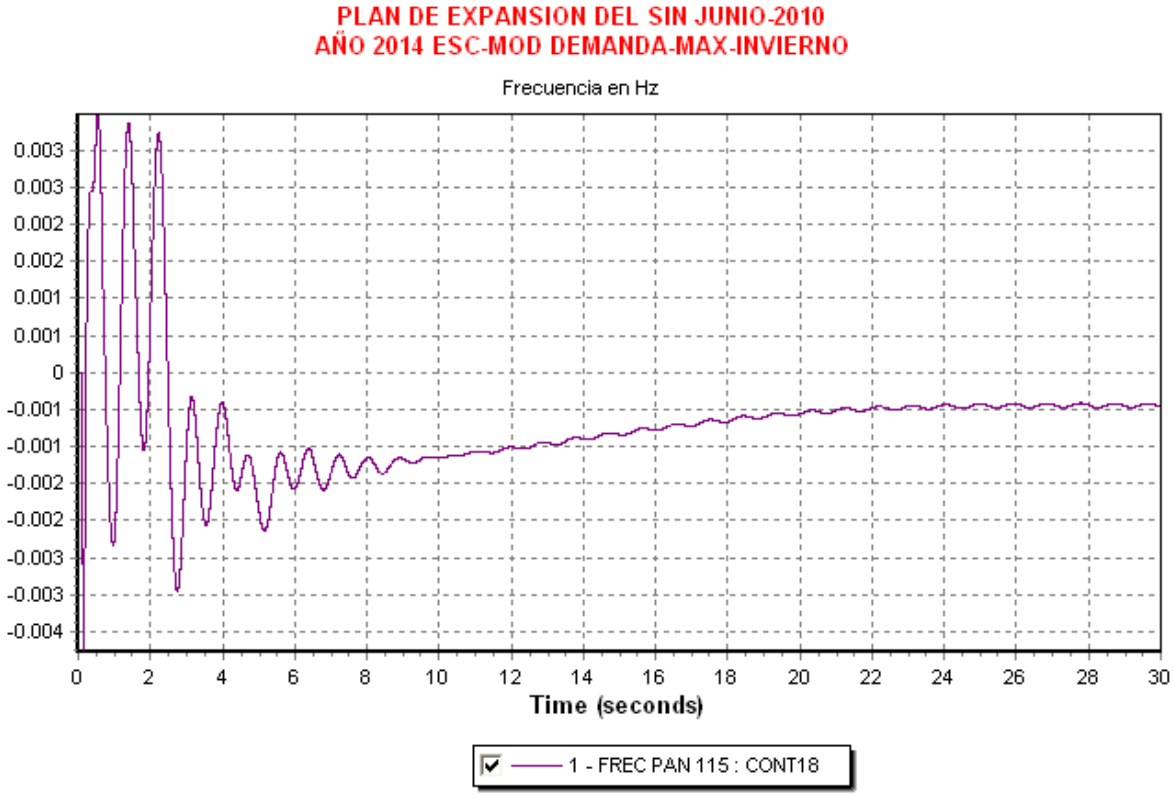


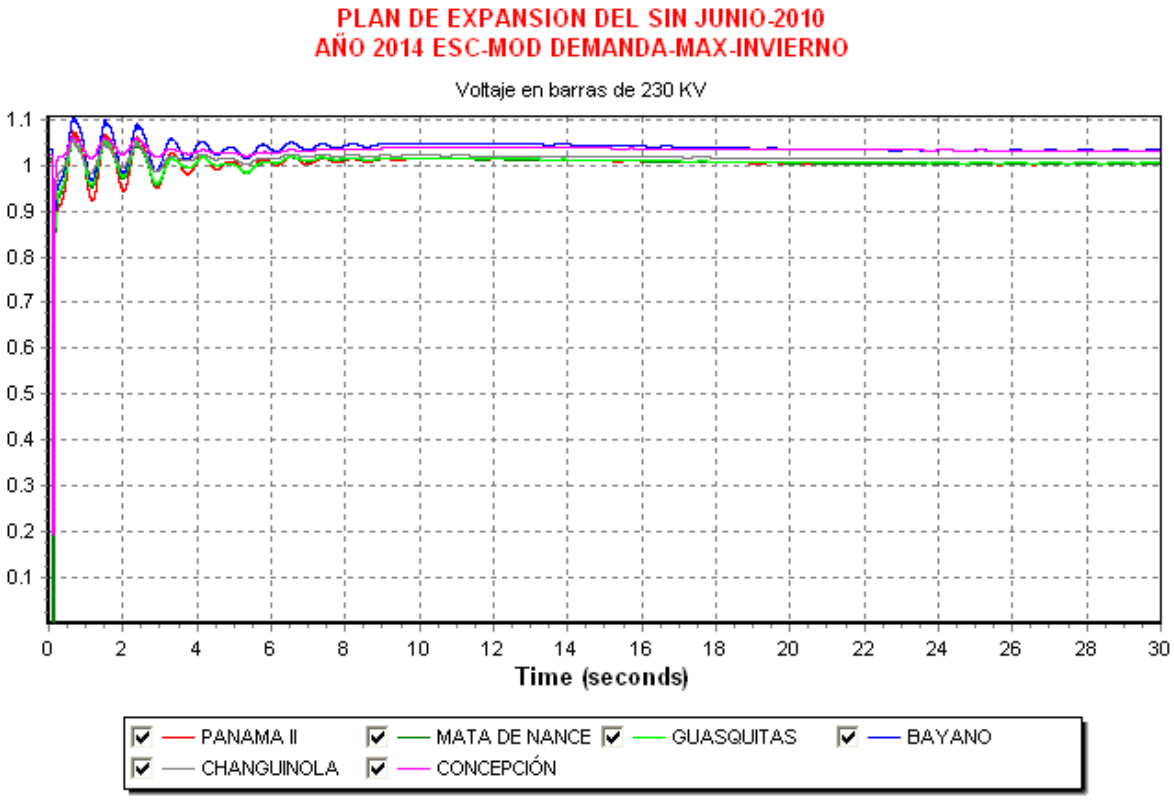

PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO
Comportamiento térmico respecto a Bayano
Time (seconds)
BAHÍA LAS MINAS V2
PACORA
CATIVÁ

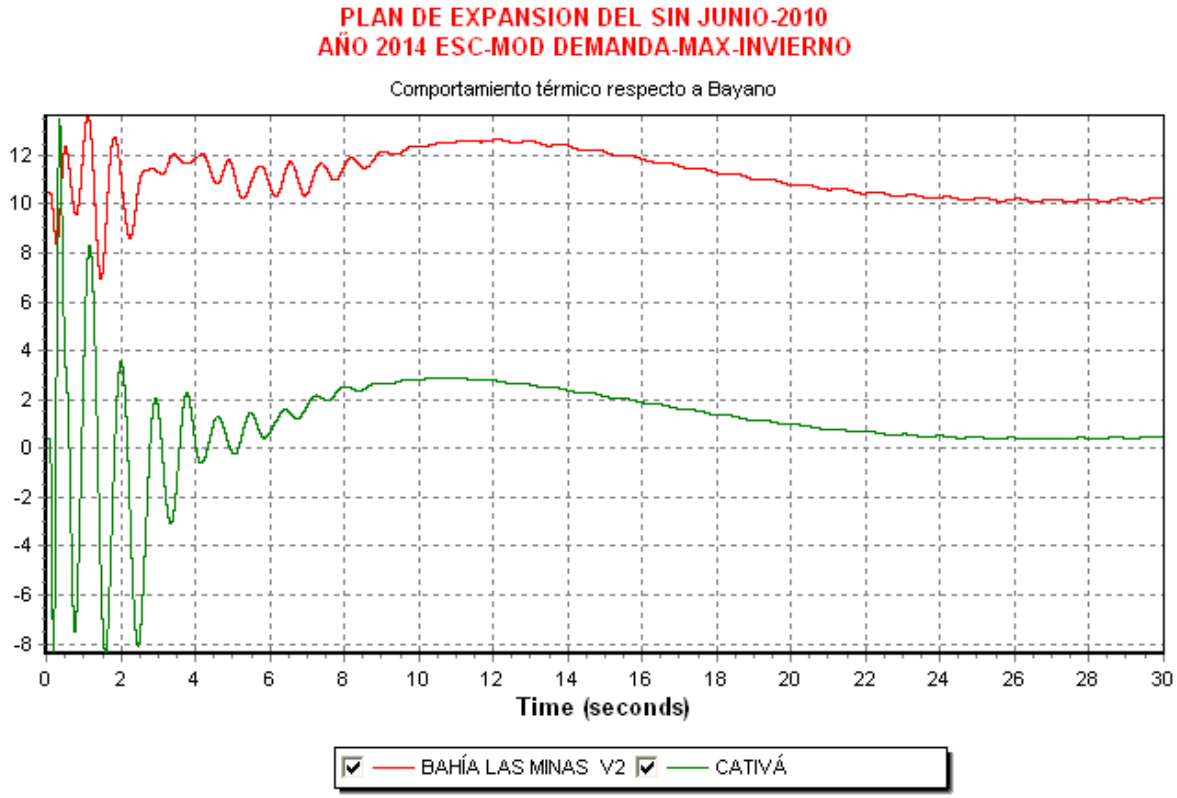

PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO
Comportamiento hidráulico respecto a Bayano
Time (seconds)
CHANGUINOLA 1
PEDREGALITO
BAJO FRÍO
MONTE LIRIO
PRUDENCIA
EL ALTO

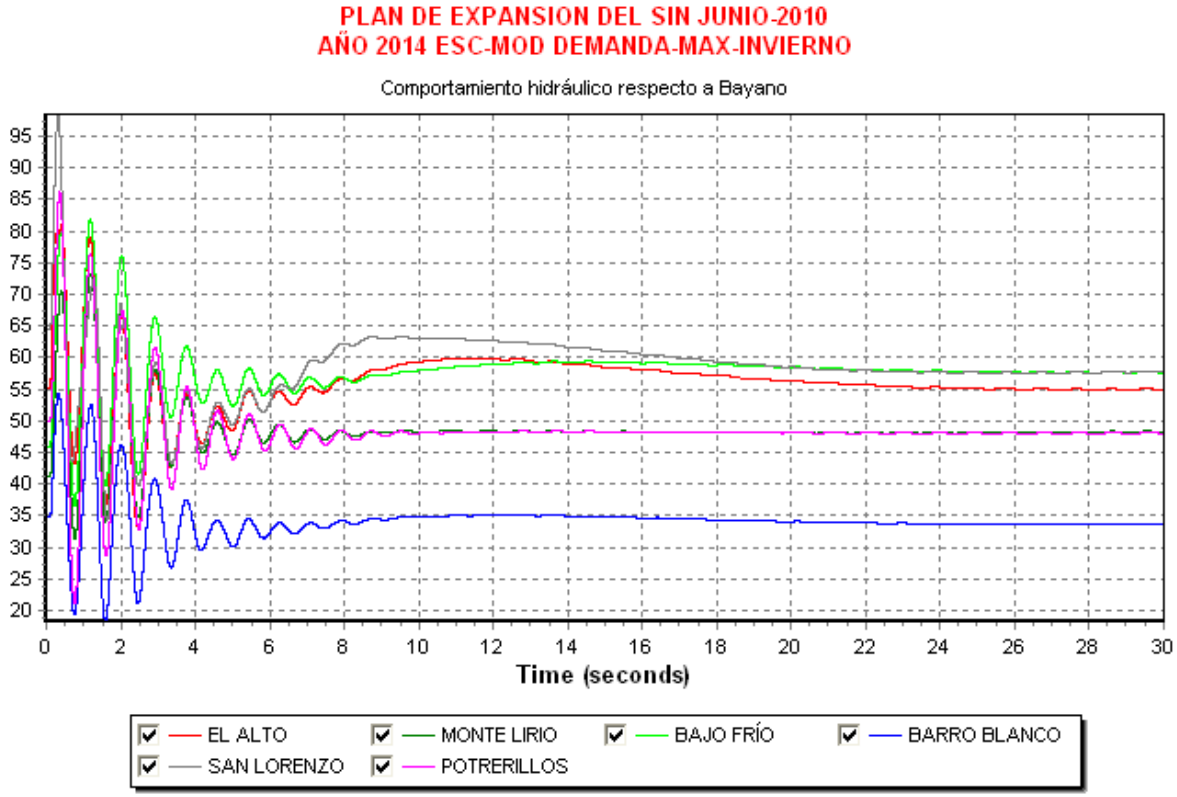
4. Año 2014

4.1 Falla y Apertura del circuito Mata de Nance – Concepción

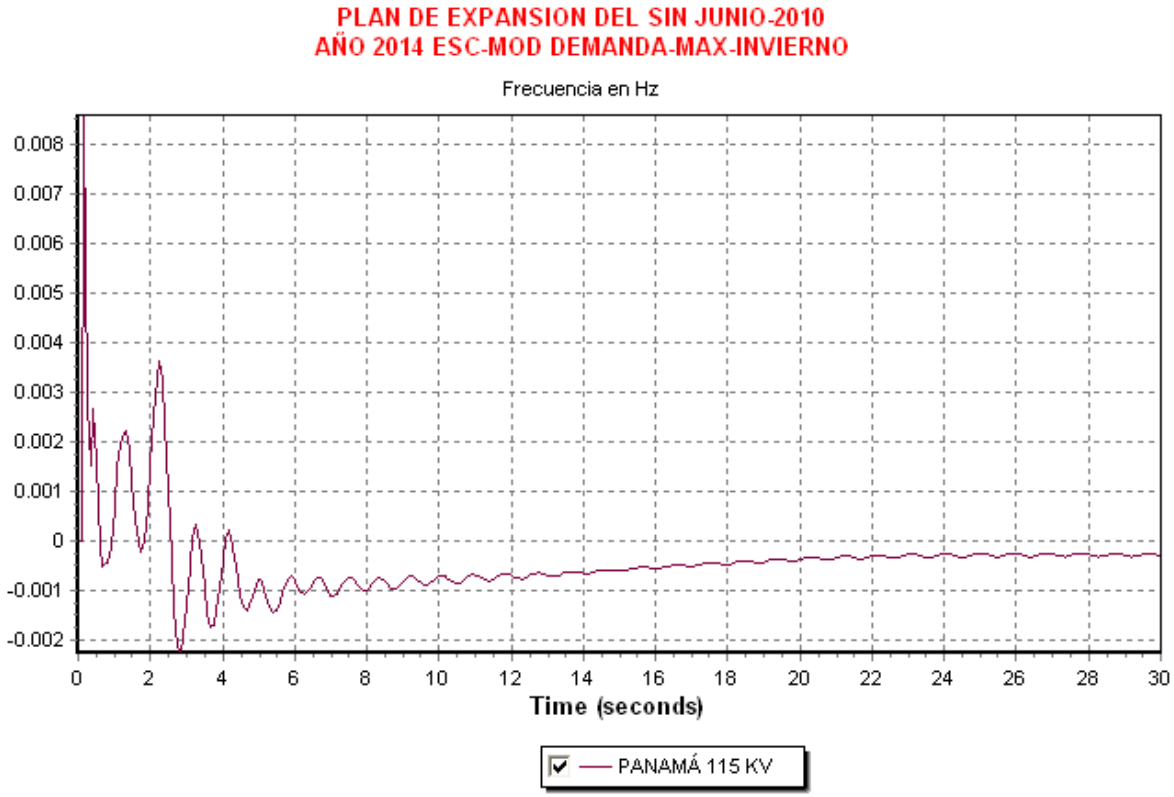


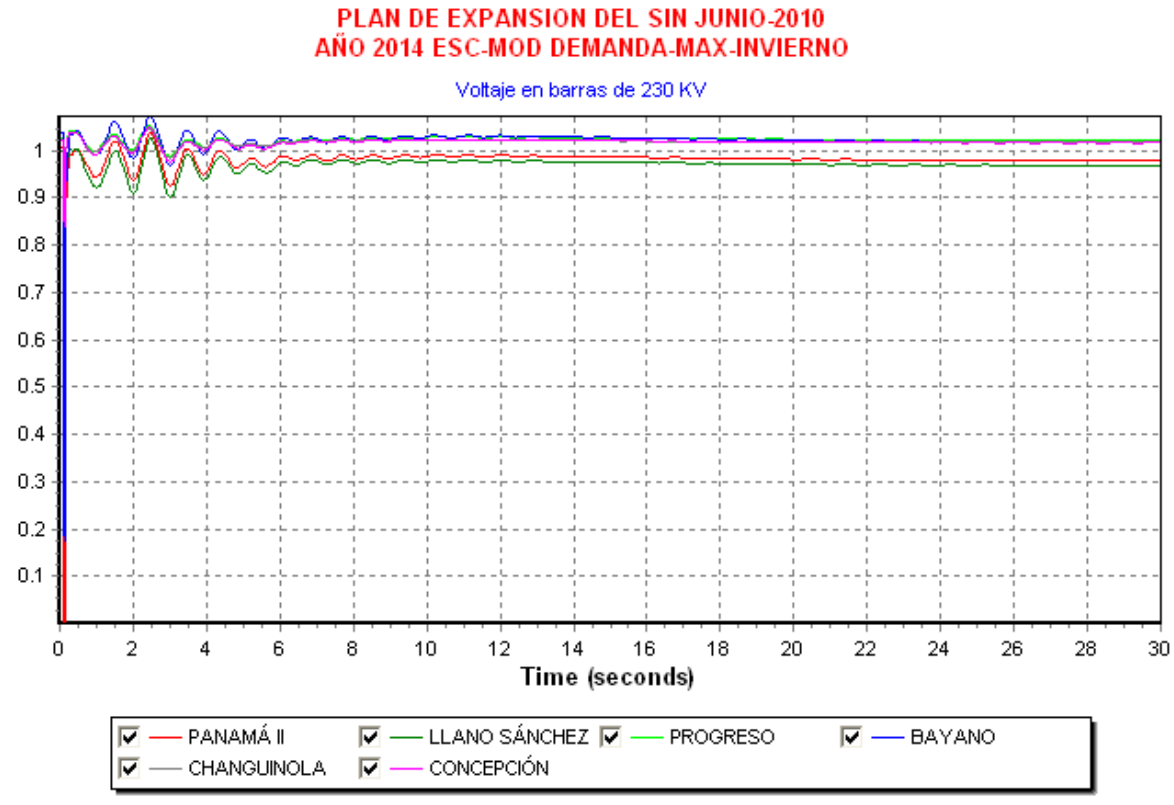



PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO
Comportamiento térmico respecto a Bayano
Time (seconds)
BAHÍA LAS MINAS V2
CATIVÁ


PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO
Comportamiento hidráulico respecto a Bayano
Time (seconds)
EL ALTO
MONTE LIRIO
BAJO FRÍO
BARRO BLANCO
SAN LORENZO
POTRERILLOS

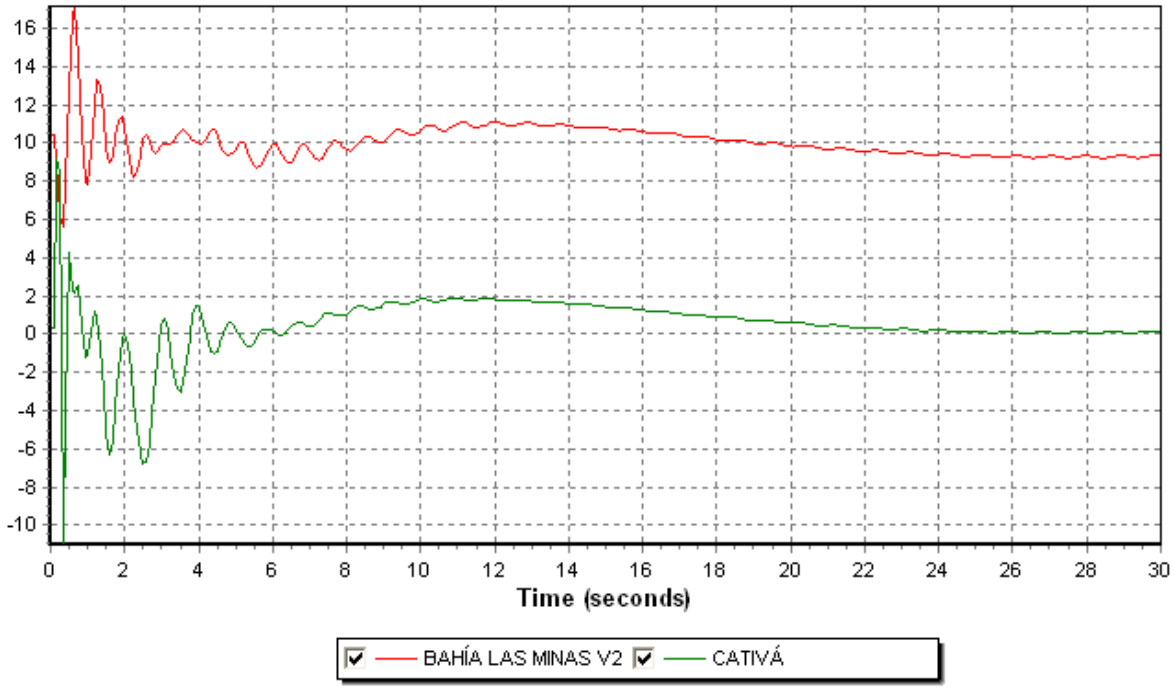
4.2 Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – Panamá II





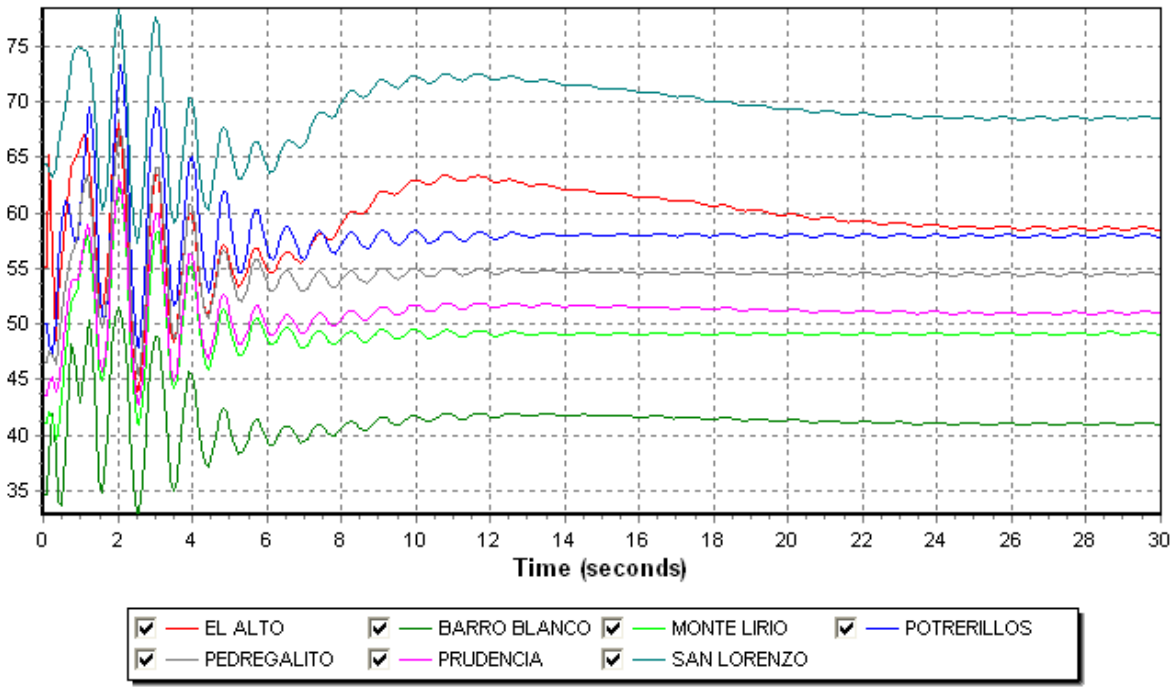
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

Comportamiento témico respecto a Bayano

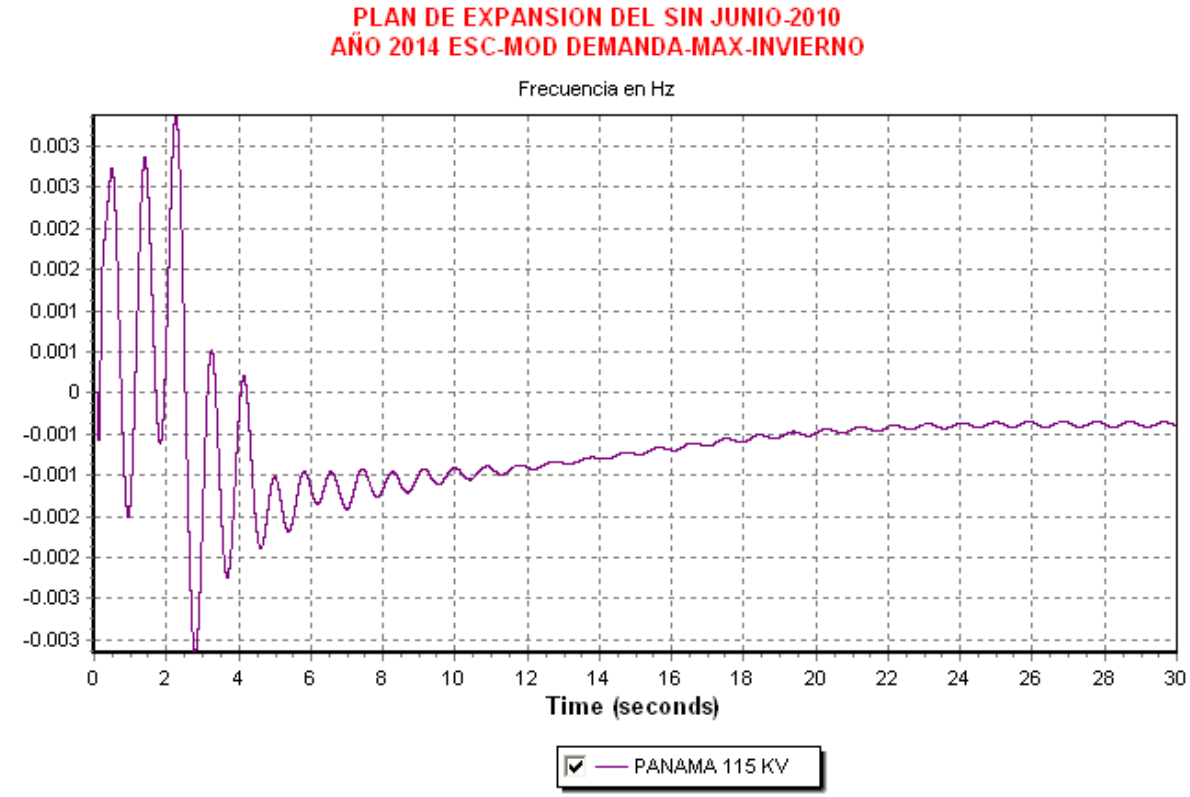


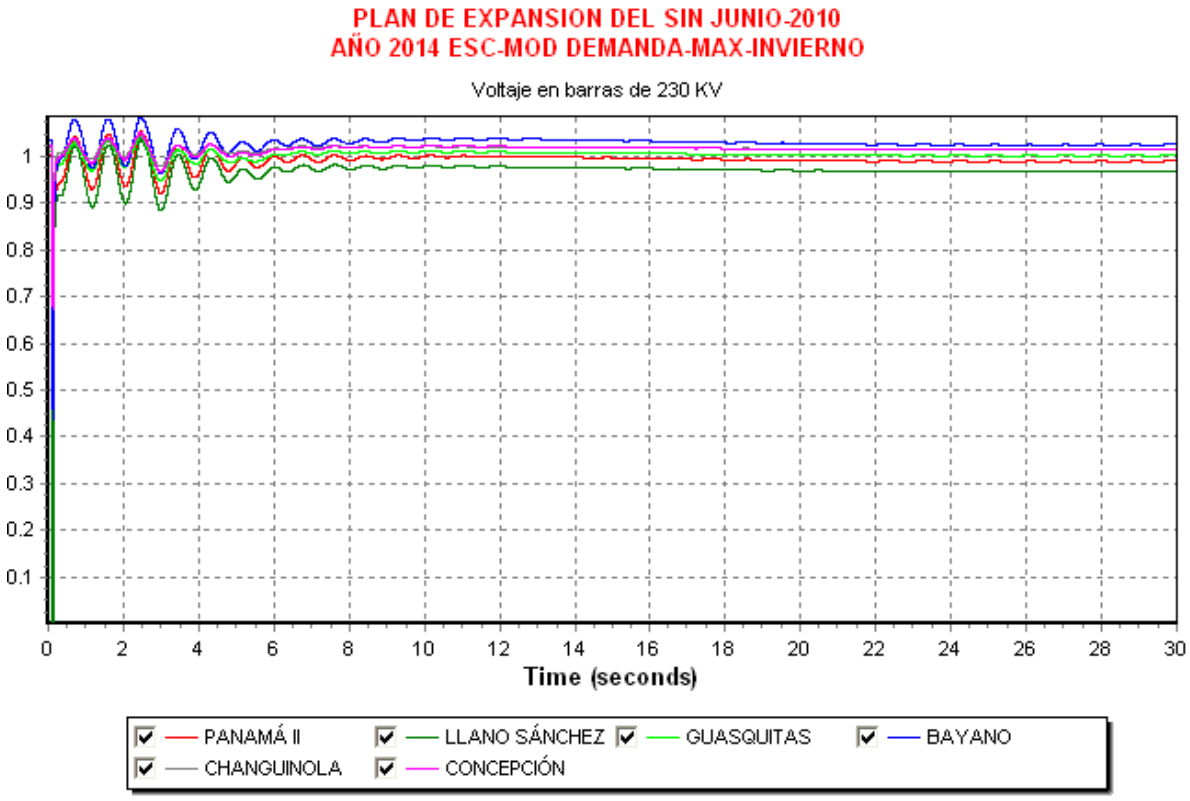
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

Comportamiento hidráulico respecto a Bayano



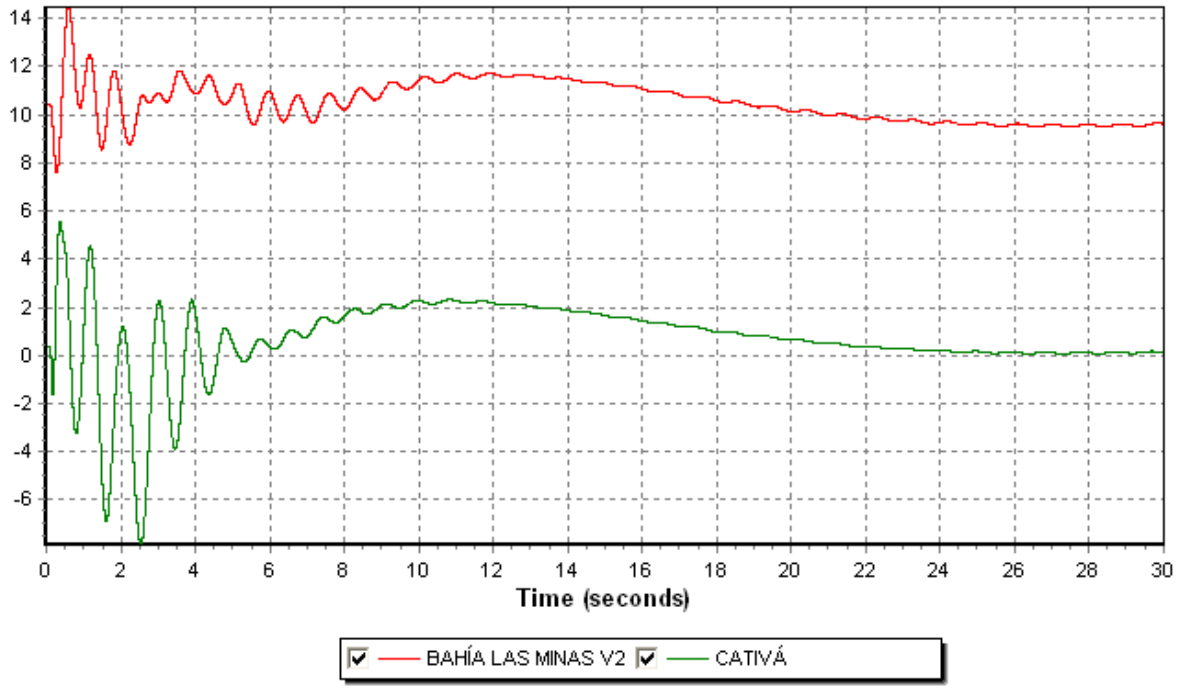
4.3 Falla y Apertura del circuito Veladero - Llano Sánchez





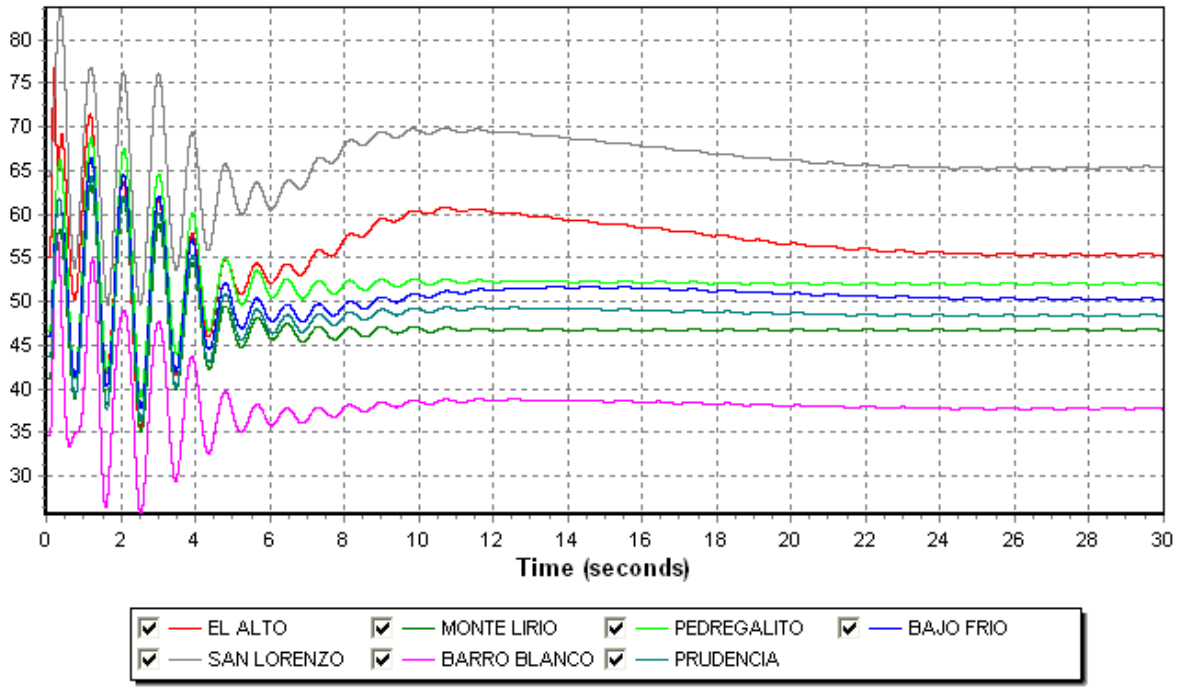
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

Comportamiento térmico respecto a Bayano



PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010
AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO

Comportamiento hidráulico respecto a Bayano



RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO

ÍNDICE

1. **Cortocircuito Año 2011**

2. **Cortocircuito Año 2012**

3. **Cortocircuito Año 2013**

4. **Cortocircuito Año 2014**

1. Cortocircuito Año 2011

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E TUE, MAY 25 2010 14:06
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 SHORT CIRCUIT
AÑO 2011 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO FAULT CURRENTS
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]

X---------- BUS ----------X		THREE PHASE FAULT /I+/	THREE PHASE FAULT AN(I+)	ONE PHASE FAULT /IA/	ONE PHASE FAULT AN(IA)
1 [PAN230	230.00] AMPS	6271.6	-77.42	6166.8	-81.10
2 [PAN115	115.00] AMPS	12172.5	-78.26	12633.8	-83.29
3 [PANII230	230.00] AMPS	6284.6	-77.72	6464.5	-80.97
4 [PANII115	115.00] AMPS	8905.7	-81.64	6678.4	-87.93
5 [CHO230	230.00] AMPS	5136.6	-77.04	5517.1	-80.54
6 [CHO115	115.00] AMPS	4039.0	-88.17	0.0	0.00
8 [LSA230	230.00] AMPS	5638.6	-71.65	4979.6	-73.47
9 [LSA115	115.00] AMPS	5489.9	-77.75	3983.3	-82.97
11 [M.N230	230.00] AMPS	7635.2	-63.64	7753.5	-64.30
12 [M.N115	115.00] AMPS	5872.6	-62.71	3594.9	-52.54
14 [PRO230	230.00] AMPS	4990.1	-63.25	5282.7	-65.23
15 [PRO115	115.00] AMPS	3061.2	-69.46	0.0	0.00
18 [CAC115	115.00] AMPS	12078.6	-78.38	12529.2	-83.14
19 [C.V115	115.00] AMPS	8365.8	-80.85	5895.0	-85.43
20 [CH.AZUL	115.00] AMPS	1859.6	-65.95	0.0	0.00
21 [C.BAN115	115.00] AMPS	10645.6	-78.42	8401.4	-81.94
23 [CH115	115.00] AMPS	6438.3	-83.32	4517.3	-85.15
26 [LOC115	115.00] AMPS	10954.9	-78.19	9533.6	-81.22
30 [MAR115	115.00] AMPS	9752.2	-78.78	7796.2	-82.30
33 [STM115	115.00] AMPS	10907.7	-78.72	10345.6	-83.29
37 [SAN115	115.00] AMPS	10125.2	-78.91	7353.4	-83.07
48 [TINAJ115	115.00] AMPS	9246.8	-80.46	6997.9	-84.69
50 [M.O115	115.00] AMPS	9830.8	-80.00	7916.6	-84.53
52 [TOC115	115.00] AMPS	7155.8	-82.53	4376.9	-85.99
54 [LM1115	115.00] AMPS	10589.4	-85.11	12916.0	-87.11
55 [LM2115	115.00] AMPS	10650.1	-85.40	12975.8	-87.35
61 [FFIELD	115.00] AMPS	8132.4	-85.12	8522.4	-81.67
85 [PTP230	230.00] AMPS	3538.3	-48.82	3231.0	-52.58
87 [CAL115	115.00] AMPS	5818.0	-59.84	7643.9	-59.02
88 [EST115	115.00] AMPS	5161.2	-58.49	7173.4	-58.57
92 [L.V115	115.00] AMPS	5570.2	-59.29	7713.8	-59.34
96 [FOR230	230.00] AMPS	8366.5	-63.66	9298.2	-64.36
100 [BAY230	230.00] AMPS	4885.0	-81.59	5441.1	-84.09
103 [COPESA23	230.00] AMPS	5430.3	-79.04	5525.4	-81.97
105 [PAN-AM23	230.00] AMPS	5097.8	-77.13	5467.9	-80.61
109 [STA RITA115	115.00] AMPS	9558.2	-85.02	8981.3	-84.66
115 [PACORA23	230.00] AMPS	5227.2	-79.92	4813.6	-82.08
144 [CANJ230	230.00] AMPS	6813.3	-64.86	7257.1	-64.11
146 [GUALACA230	230.00] AMPS	6618.6	-59.63	7563.4	-61.11
147 [GUASQ230	230.00] AMPS	7153.1	-64.85	7974.4	-64.48
148 [VELADERO 230	230.00] AMPS	6753.1	-67.21	5147.1	-65.74
154 [CEMPAN15	115.00] AMPS	6832.4	-84.74	6661.8	-87.31
190 [CHANG230	230.00] AMPS	3201.4	-55.55	2347.4	-60.20
191 [CHANG115	115.00] AMPS	2400.6	-66.20	2561.8	-67.32
306 [CHAN1 230	230.00] AMPS	3410.6	-52.71	3902.2	-57.39
310 [CONCEPCION23	230.00] AMPS	5611.7	-63.45	4482.4	-63.07
341 [PRUDENCIA230	230.00] AMPS	5267.5	-48.37	5892.2	-48.44
345 [LORENA230	230.00] AMPS	5903.8	-53.70	6712.1	-54.75
370 [LSA CAP 230	230.00] AMPS	5638.6	-71.65	4979.6	-73.47
511 [LGUIAS230	230.00] AMPS	3655.2	-75.42	3389.0	-77.54
522 [TCATIVÁ 115	115.00] AMPS	10644.0	-85.36	12985.5	-87.37
529 [TCOLON 115	115.00] AMPS	9570.8	-85.20	0.0	0.00
540 [ANTON	230.00] AMPS	2924.6	-81.55	3801.7	-81.63
700 [BAITUN230	230.00] AMPS	4351.0	-62.81	3999.7	-62.82
701 [BAITUN115	115.00] AMPS	2220.9	-62.58	2739.0	-62.23

```
   702 [BJOMIN115   115.00] AMPS    2084.4   -60.91    2632.9   -60.94
  6000 [FRONTER     230.00] AMPS    4720.6   -63.50    4796.9   -65.11
  6400 [FRONTCHA    230.00] AMPS    3122.3   -57.25    2093.5   -60.64
  6500 [FRONTVEL    230.00] AMPS    3832.8   -65.20       0.0     0.00
------------------------------------------------------------------------------
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
                                  THREE PHASE FAULT    ONE PHASE FAULT
 X---------- BUS ----------X          /I+/    AN(I+)     /IA/    AN(IA)
   123 [MIR115      115.00] AMPS    7735.9   -83.24    7330.5   -85.90
```

2. Cortocircuito Año 2012

```
    PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     TUE, MAY 25 2010  14:17
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                          SHORT CIRCUIT
 AÑO 2012 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO                        FAULT CURRENTS
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
                                  THREE PHASE FAULT    ONE PHASE FAULT
 X---------- BUS ----------X          /I+/    AN(I+)     /IA/    AN(IA)
     1 [PAN230      230.00] AMPS    5738.2   -72.61    5928.5   -77.44
     2 [PAN115      115.00] AMPS   11051.8   -73.59   12157.0   -79.16
     3 [PANII230    230.00] AMPS    5757.5   -73.18    6143.3   -77.40
     4 [PANII115    115.00] AMPS    9094.3   -77.34    7119.0   -84.93
     5 [CHO230      230.00] AMPS    4812.0   -72.29    5281.2   -76.48
     6 [CHO115      115.00] AMPS    3925.8   -85.21       0.0     0.00
     8 [LSA230      230.00] AMPS    5431.8   -64.66    5071.2   -67.10
     9 [LSA115      115.00] AMPS    5381.1   -71.56    3955.3   -77.52
    11 [M.N230      230.00] AMPS    7784.9   -54.34    7886.9   -54.68
    12 [M.N115      115.00] AMPS    6115.3   -52.27    3652.7   -41.95
    14 [PRO230      230.00] AMPS    5043.3   -52.83    5318.1   -54.86
    15 [PRO115      115.00] AMPS    3065.0   -59.13       0.0     0.00
    18 [CAC115      115.00] AMPS   10966.5   -73.74   12045.1   -79.03
    19 [C.V115      115.00] AMPS    8195.3   -77.12    5990.4   -82.97
    20 [CH.AZUL     115.00] AMPS    1858.9   -55.62       0.0     0.00
    21 [C.BAN115    115.00] AMPS    9806.4   -74.20    8160.6   -78.98
    23 [CH115       115.00] AMPS    6020.1   -80.50    4370.5   -83.66
    26 [LOC115      115.00] AMPS   10057.6   -73.90    9225.4   -77.96
    30 [MAR115      115.00] AMPS    9029.2   -74.78    7584.1   -79.47
    33 [STM115      115.00] AMPS   10002.6   -74.37   10015.5   -79.76
    37 [SAN115      115.00] AMPS    9384.0   -74.84    7181.7   -80.37
    48 [TINAJ115    115.00] AMPS    8596.2   -76.51    6837.0   -82.04
    50 [M.O115      115.00] AMPS    9097.6   -75.88    7717.3   -81.62
    52 [TOC115      115.00] AMPS    7303.0   -79.03    4574.9   -83.87
    54 [LM1115      115.00] AMPS    9770.4   -80.97   12122.1   -83.63
    55 [LM2115      115.00] AMPS    9786.9   -81.16   12136.9   -83.78
    61 [FFIELD      115.00] AMPS    7630.3   -82.01    8106.0   -79.71
    85 [PTP230      230.00] AMPS    4400.2   -53.90    4293.2   -47.66
    87 [CAL115      115.00] AMPS    6252.1   -49.28    8144.5   -48.38
    88 [EST115      115.00] AMPS    5475.4   -47.80    7579.6   -47.88
    92 [L.V115      115.00] AMPS    5956.1   -48.69    8208.1   -48.73
    96 [FOR230      230.00] AMPS    8644.3   -54.96    9869.1   -53.90
   100 [BAY230      230.00] AMPS    4568.8   -78.92    5173.0   -81.95
   103 [COPESA23    230.00] AMPS    5036.4   -75.14    5271.2   -78.97
   105 [PAN-AM23    230.00] AMPS    4777.9   -72.40    5235.4   -76.58
   109 [STA RITA115 115.00] AMPS    9306.1   -80.55    9284.6   -81.80
   115 [PACORA23    230.00] AMPS    4678.2   -76.15    4498.5   -79.52
   144 [CANJ230     230.00] AMPS    7370.6   -55.50    7815.9   -54.35
   146 [GUALACA230  230.00] AMPS    7107.1   -49.75    8099.4   -50.88
   147 [GUASQ230    230.00] AMPS    7747.1   -55.53    8637.2   -54.78
   148 [VELADERO 230230.00] AMPS    6827.7   -58.66    5560.9   -57.94
   154 [CEMPAN15    115.00] AMPS    6106.6   -81.79    6167.2   -85.32
   190 [CHANG230    230.00] AMPS    4471.2   -52.49    3528.1   -50.12
```

191	[CHANG115	115.00]	AMPS	2663.3	-58.37	2918.6	-58.14
306	[CHAN1 230	230.00]	AMPS	4425.0	-52.35	5090.2	-49.77
310	[CONCEPCION23	230.00]	AMPS	5730.6	-53.45	4528.5	-52.99
341	[PRUDENCIA230	230.00]	AMPS	5543.4	-37.83	6165.3	-37.62
345	[LORENA230	230.00]	AMPS	6267.9	-43.36	7091.8	-44.09
354	[SANBARTOLO23	230.00]	AMPS	4354.5	-63.33	3647.2	-63.34
370	[LSA CAP 230	230.00]	AMPS	5431.8	-64.66	5071.2	-67.10
511	[LGUIAS230	230.00]	AMPS	3520.8	-70.14	3319.8	-72.81
522	[TCATIVÁ 115	115.00]	AMPS	9789.3	-81.11	12154.5	-83.79
529	[TCOLON 115	115.00]	AMPS	6804.5	-82.69	0.0	0.00
540	[ANTON	230.00]	AMPS	2837.5	-77.36	3699.6	-77.63
700	[BAITUN230	230.00]	AMPS	4388.6	-52.45	4017.1	-52.48
701	[BAITUN115	115.00]	AMPS	2227.0	-52.72	2745.6	-52.37
702	[BJOMIN115	115.00]	AMPS	2089.8	-51.11	2639.1	-51.15
6000	[FRONTER	230.00]	AMPS	4758.3	-52.93	4817.9	-54.59
6400	[FRONTCHA	230.00]	AMPS	4083.8	-52.40	2910.7	-49.37
6500	[FRONTVEL	230.00]	AMPS	3833.1	-54.58	0.0	0.00

OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]

				THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
X---------- BUS ----------X				/I+/	AN(I+)	/IA/	AN(IA)
123	[MIR115	115.00]	AMPS	7339.3	-80.32	7126.7	-83.64

3. Cortocircuito Año 2013

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E TUE, MAY 25 2010 14:20
PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010 SHORT CIRCUIT
AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO FAULT CURRENTS

OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]

				THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
X---------- BUS ----------X				/I+/	AN(I+)	/IA/	AN(IA)
1	[PAN230	230.00]	AMPS	6160.9	-73.42	6232.9	-78.14
2	[PAN115	115.00]	AMPS	11843.1	-74.35	12795.7	-79.94
3	[PANII230	230.00]	AMPS	6194.3	-74.02	6479.8	-78.12
4	[PANII115	115.00]	AMPS	9633.1	-78.15	7372.4	-85.46
5	[CHO230	230.00]	AMPS	5090.6	-72.96	5508.7	-77.04
6	[CHO115	115.00]	AMPS	4021.1	-85.61	0.0	0.00
8	[LSA230	230.00]	AMPS	5766.9	-64.92	5373.4	-67.02
9	[LSA115	115.00]	AMPS	5542.8	-71.63	4022.1	-77.43
11	[M.N230	230.00]	AMPS	7931.4	-54.40	8047.9	-54.64
12	[M.N115	115.00]	AMPS	6118.5	-52.07	3647.5	-41.71
14	[PRO230	230.00]	AMPS	5732.8	-52.55	5851.7	-54.37
15	[PRO115	115.00]	AMPS	3202.4	-58.32	0.0	0.00
18	[CAC115	115.00]	AMPS	11744.3	-74.50	12672.3	-79.79
19	[C.V115	115.00]	AMPS	8639.8	-77.84	6177.4	-83.40
20	[CH.AZUL	115.00]	AMPS	1916.9	-54.53	0.0	0.00
21	[C.BAN115	115.00]	AMPS	10429.8	-74.92	8466.4	-79.50
23	[CH115	115.00]	AMPS	6309.2	-81.01	4488.4	-83.89
26	[LOC115	115.00]	AMPS	10712.9	-74.62	9608.9	-78.52
30	[MAR115	115.00]	AMPS	9559.2	-75.46	7849.6	-79.96
33	[STM115	115.00]	AMPS	10652.0	-75.10	10458.0	-80.41
37	[SAN115	115.00]	AMPS	9955.9	-75.56	7424.5	-80.87
48	[TINAJ115	115.00]	AMPS	9077.3	-77.22	7055.6	-82.52
50	[M.O115	115.00]	AMPS	9635.2	-76.61	7989.3	-82.16
52	[TOC115	115.00]	AMPS	7663.8	-79.72	4701.3	-84.17
54	[LM1115	115.00]	AMPS	10751.9	-81.83	13126.1	-84.45
55	[LM2115	115.00]	AMPS	10768.4	-82.01	13140.2	-84.59
61	[FFIELD	115.00]	AMPS	8223.7	-82.66	8573.8	-79.95
85	[PTP230	230.00]	AMPS	4473.0	-54.39	4367.0	-48.14
87	[CAL115	115.00]	AMPS	6237.9	-48.94	8122.6	-48.04

```
    88 [EST115      115.00] AMPS    5455.4   -47.46    7550.4   -47.55
    92 [L.V115      115.00] AMPS    5939.5   -48.34    8183.3   -48.39
    96 [FOR230      230.00] AMPS    8296.8   -55.02    9580.2   -54.03
   100 [BAY230      230.00] AMPS    4805.1   -79.55    5381.7   -82.47
   103 [COPESA23    230.00] AMPS    5362.8   -75.92    5516.0   -79.59
   105 [PAN-AM23    230.00] AMPS    5052.5   -73.07    5458.9   -77.13
   109 [STA RITA115 115.00] AMPS   10110.2   -81.36    9837.4   -82.28
   115 [PACORA23    230.00] AMPS    5042.6   -77.03    4729.8   -80.10
   144 [CANJ230     230.00] AMPS    7352.0   -55.73    7830.8   -54.55
   146 [GUALACA230  230.00] AMPS    7096.5   -50.01    8114.8   -51.05
   147 [GUASQ230    230.00] AMPS    7725.4   -55.77    8652.6   -54.98
   148 [VELADERO 230230.00] AMPS    7207.5   -58.90    6119.2   -58.14
   149 [BBLANCO     230.00] AMPS    6092.5   -59.37    4797.3   -58.12
   154 [CEMPAN15    115.00] AMPS    6448.2   -82.28    6412.5   -85.66
   190 [CHANG230    230.00] AMPS    4789.9   -53.77    3856.7   -51.78
   191 [CHANG115    115.00] AMPS    3501.0   -58.01    3933.0   -57.95
   306 [CHAN1 230   230.00] AMPS    4624.6   -53.50    5276.9   -50.74
   310 [CONCEPCION23230.00] AMPS    6179.9   -53.23    5015.3   -53.03
   311 [PANDO230    230.00] AMPS    4632.9   -55.31    3551.2   -57.26
   341 [PRUDENCIA230230.00] AMPS    5550.2   -38.12    6186.0   -37.81
   345 [LORENA230   230.00] AMPS    6268.3   -43.65    7110.5   -44.27
   354 [SANBARTOLO23230.00] AMPS    4604.5   -63.18    3827.9   -62.86
   370 [LSA CAP 230 230.00] AMPS    5766.9   -64.92    5373.4   -67.02
   371 [CAISAN230   230.00] AMPS    4953.0   -55.29    3419.2   -55.73
   511 [LGUIAS230   230.00] AMPS    3657.9   -70.41    3411.7   -72.84
   522 [TCATIVÁ 115 115.00] AMPS   10780.8   -82.01   13169.8   -84.64
   529 [TCOLON 115  115.00] AMPS    7242.5   -83.30       0.0     0.00
   540 [ANTON       230.00] AMPS    2919.8   -77.66    3794.9   -77.85
   700 [BAITUN230   230.00] AMPS    4871.8   -51.98    4304.0   -51.65
   701 [BAITUN115   115.00] AMPS    2284.8   -52.37    2810.5   -51.98
   702 [BJOMIN115   115.00] AMPS    2139.3   -50.81    2696.8   -50.81
  6000 [FRONTER     230.00] AMPS    5460.1   -52.74    5317.6   -54.12
  6400 [FRONTCHA    230.00] AMPS    4318.9   -53.66    3121.8   -50.86
  6500 [FRONT CAISAN230.00] AMPS    4984.2   -55.01    3246.5   -55.14

------------------------------------------------------------------------------

    PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     TUE, MAY 25 2010  14:20
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                          SHORT CIRCUIT
 AÑO 2013 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO                        FAULT CURRENTS
                      OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]

                                 THREE PHASE FAULT    ONE PHASE FAULT
 X---------- BUS ----------X          /I+/    AN(I+)     /IA/    AN(IA)
   123 [MIR115      115.00] AMPS    7632.2   -80.81    7324.1   -83.99
```

4. Cortocircuito Año 2014

```
    PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     TUE, MAY 25 2010  14:22
 PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO-2010                          SHORT CIRCUIT
 AÑO 2014 ESC-MOD DEMANDA-MAX-INVIERNO                        FAULT CURRENTS
                      OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]

                                 THREE PHASE FAULT    ONE PHASE FAULT
 X---------- BUS ----------X          /I+/    AN(I+)     /IA/    AN(IA)
     1 [PAN230      230.00] AMPS    6213.8   -72.33    6265.9   -77.41
     2 [PAN115      115.00] AMPS   12025.1   -73.32   12942.0   -79.32
     3 [PANII230    230.00] AMPS    6217.6   -72.94    6495.0   -77.35
     4 [PANII115    115.00] AMPS    9738.8   -77.35    7410.2   -85.15
     5 [CHO230      230.00] AMPS    5145.3   -71.80    5546.3   -76.11
     6 [CHO115      115.00] AMPS    4028.6   -84.93       0.0     0.00
```

8	[LSA230	230.00]	AMPS	5994.5	-62.87	5504.5	-65.04
9	[LSA115	115.00]	AMPS	5655.2	-69.71	4060.9	-75.64
11	[M.N230	230.00]	AMPS	8075.6	-50.63	8165.5	-50.86
12	[M.N115	115.00]	AMPS	6206.3	-47.86	3694.0	-37.48
14	[PRO230	230.00]	AMPS	5694.0	-47.92	5835.6	-49.78
15	[PRO115	115.00]	AMPS	3209.6	-53.78	0.0	0.00
18	[CAC115	115.00]	AMPS	11924.9	-73.49	12816.1	-79.19
19	[C.V115	115.00]	AMPS	8731.4	-77.13	6200.8	-83.20
20	[CH.AZUL	115.00]	AMPS	1923.8	-50.03	0.0	0.00
21	[C.BAN115	115.00]	AMPS	10576.8	-74.00	8521.1	-79.17
23	[CH115	115.00]	AMPS	6398.7	-80.72	4518.2	-83.87
26	[LOC115	115.00]	AMPS	10867.1	-73.67	9682.8	-78.10
30	[MAR115	115.00]	AMPS	9681.8	-74.65	7895.1	-79.68
33	[STM115	115.00]	AMPS	10799.6	-74.20	10550.5	-79.95
37	[SAN115	115.00]	AMPS	10090.1	-74.69	7464.0	-80.62
48	[TINAJ115	115.00]	AMPS	9185.8	-76.51	7091.2	-82.28
50	[M.O115	115.00]	AMPS	9757.9	-75.83	8038.6	-81.87
52	[TOC115	115.00]	AMPS	7730.4	-79.10	4711.3	-84.00
54	[LM1115	115.00]	AMPS	11153.1	-81.52	13538.6	-84.29
55	[LM2115	115.00]	AMPS	11170.5	-81.71	13553.4	-84.44
61	[FFIELD	115.00]	AMPS	8465.9	-82.46	8759.1	-79.81
85	[PTP230	230.00]	AMPS	4491.2	-50.18	4389.5	-43.96
87	[CAL115	115.00]	AMPS	6351.5	-44.58	8266.9	-43.68
88	[EST115	115.00]	AMPS	5554.4	-43.08	7685.7	-43.16
92	[L.V115	115.00]	AMPS	6047.4	-43.98	8329.8	-44.03
96	[FOR230	230.00]	AMPS	8405.1	-51.33	9699.0	-50.35
100	[BAY230	230.00]	AMPS	4795.2	-78.92	5376.8	-81.99
103	[COPESA23	230.00]	AMPS	5374.3	-75.02	5522.4	-78.95
105	[PAN-AM23	230.00]	AMPS	5106.3	-71.92	5495.7	-76.21
109	[STA RITA115	115.00]	AMPS	10416.1	-80.99	10041.7	-82.08
115	[PACORA23	230.00]	AMPS	4961.2	-76.06	4679.6	-79.48
144	[CANJ230	230.00]	AMPS	7398.6	-52.21	7885.7	-51.04
146	[GUALACA230	230.00]	AMPS	7110.7	-46.25	8142.6	-47.36
147	[GUASQ230	230.00]	AMPS	7771.8	-52.23	8710.0	-51.45
148	[VELADERO 230	230.00]	AMPS	7396.6	-55.77	6214.9	-54.96
149	[BBLANCO	230.00]	AMPS	6267.7	-56.32	4873.1	-54.99
154	[CEMPAN15	115.00]	AMPS	6571.5	-82.08	6500.5	-85.60
190	[CHANG230	230.00]	AMPS	4768.6	-48.19	3858.4	-46.27
191	[CHANG115	115.00]	AMPS	3355.4	-53.03	3813.5	-53.02
306	[CHAN1 230	230.00]	AMPS	4625.6	-48.30	5286.6	-45.58
310	[CONCEPCION23	230.00]	AMPS	6211.8	-49.03	5044.5	-48.86
311	[PANDO230	230.00]	AMPS	4640.2	-49.99	3558.2	-51.96
341	[PRUDENCIA230	230.00]	AMPS	5560.2	-34.48	6205.1	-34.21
345	[LORENA230	230.00]	AMPS	6279.3	-39.96	7132.6	-40.63
354	[SANBARTOLO23	230.00]	AMPS	4697.5	-60.51	3872.2	-60.16
370	[LSA CAP 230	230.00]	AMPS	5994.5	-62.87	5504.5	-65.04
371	[CAISAN230	230.00]	AMPS	4960.1	-49.98	3425.8	-50.43
511	[LGUIAS230	230.00]	AMPS	3713.7	-68.85	3439.5	-71.39
522	[TCATIVÁ 115	115.00]	AMPS	11187.1	-81.72	13587.9	-84.50
529	[TCOLON 115	115.00]	AMPS	7406.9	-83.09	0.0	0.00
540	[ANTON	230.00]	AMPS	2939.4	-76.48	3815.3	-76.68
700	[BAITUN230	230.00]	AMPS	4853.1	-47.44	4304.8	-47.16
701	[BAITUN115	115.00]	AMPS	2297.9	-47.78	2827.4	-47.40
702	[BJOMIN115	115.00]	AMPS	2152.6	-46.22	2714.1	-46.22
6000	[FRONTER	230.00]	AMPS	5435.7	-47.85	5311.9	-49.27
6400	[FRONTCHA	230.00]	AMPS	4307.8	-47.58	3127.1	-44.85
6500	[FRONT CAISAN	230.00]	AMPS	4989.8	-49.64	3252.7	-49.79

OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]

X---------- BUS ----------X		THREE PHASE FAULT /I+/	THREE PHASE FAULT AN(I+)	ONE PHASE FAULT /IA/	ONE PHASE FAULT AN(IA)
123 [MIR115	115.00] AMPS	7689.9	-80.40	7352.5	-83.81

ANEXO I-9

MODELOS DINÁMICOS

Datos de los Modelos de Generadores, Escitadores, Gobernadores y Estabililizadores de Panamá

```
/*  BASE DE DATOS DE PANAMA

/*  MODELO DE GENERADORES DE PANAMA
101,'GENSAL' ,B1, 4,0.02,0.02,2.69,1,0.99,0.833,0.3452,0.3100,0.16,0.19,0.343/
102,'GENSAL' ,B2, 4,0.02,0.02,2.69,1,0.99,0.833,0.3452,0.3100,0.16,0.19,0.343/
108,'GENSAL' ,B3, 5,0.07,0.08,2.96,1,0.90,0.570,0.4000,0.24,0.10,0.92,1.01/
 97,'GENSAL' ,F1,9,0.06,0.09,4.50,1,1.02,0.54,0.3,0.155,0.12,0.2,0.67000/
 98,'GENSAL' ,F2,9,0.06,0.09,4.50,1,1.02,0.54,0.3,0.155,0.12,0.2,0.67000/
 99,'GENSAL' ,F3,9,0.06,0.09,4.50,1,1.02,0.54,0.3,0.155,0.12,0.2,0.67000/
 94,'GENSAL' ,L1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 95,'GENSAL' ,L2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 90,'GENSAL' ,E1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 91,'GENSAL' ,E2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
134,'GENSAL' ,G1,5,0.02,0.09,1.398,1,1.09,0.84,0.47,0.36,0.14,0.19,0.59000/
135,'GENSAL' ,G2,5,0.02,0.09,1.398,1,1.09,0.84,0.47,0.36,0.14,0.19,0.59000/
136,'GENSAL' ,G3,5,0.02,0.09,1.398,1,1.09,0.84,0.47,0.36,0.14,0.19,0.59000/
140,'GENSAL' ,G1,5,0.02,0.09,2.233,1,1.01,0.63,0.33,0.33,0.12,0.19,0.59000/
140,'GENSAL' ,G2,5,0.02,0.09,2.233,1,1.01,0.63,0.33,0.33,0.12,0.19,0.59000/
140,'GENSAL' ,G3,5,0.02,0.09,2.233,1,1.01,0.63,0.33,0.33,0.12,0.19,0.59000/
141,'GENSAL' ,G4,5,0.02,0.09,2.210,1,1.01,0.78,0.38,0.38,0.12,0.19,0.59000/
141,'GENSAL' ,G5,5,0.02,0.09,1.991,1,1.10,0.78,0.38,0.38,0.12,0.19,0.59000/
141,'GENSAL' ,G6,5,0.02,0.09,1.991,1,1.10,0.78,0.38,0.38,0.12,0.19,0.59000/
142,'GENSAL' ,C1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
143,'GENSAL' ,C2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
193,'GENSAL' ,G1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
193,'GENSAL' ,G2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
193,'GENSAL' ,G3,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
204,'GENSAL' ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
204,'GENSAL' ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
106,'GENSAL' ,M1,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
106,'GENSAL' ,M2,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
106,'GENSAL' ,M3,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
107,'GENSAL' ,M4,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
107,'GENSAL' ,M5,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
107,'GENSAL' ,M6,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P1,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P2,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P3,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P4,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P5,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P6,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,1P,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,2P,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,P0,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,P7,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,P8,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,P9,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
116,'GENSAL' ,P1,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
116,'GENSAL' ,P2,5.3,0.038,0.149,0.781,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
116,'GENSAL' ,P3,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
 70,'GENROU'  ,J5,8,0.05,0.7,0.1,1.45,0,2.01,1.3,0.171,0.6,0.116,0.06,0.1,0.50000/
 72,'GENROU'  ,T8,5.936,0.022,0.541,0.045,1.45,0,2.078,1.931,0.188,0.377,0.129,0.162,0.1,0.50000/
 73,'GENROU'  ,V9,6.5,0.023,0.7,0.1,1.887,0,1.72,1.61,0.2,0.6,0.16,0.145,0.1,0.40000/
 66,'GENROU'  ,V2,5.1,0.02,0.7,0.1,4.45,0,1.41,1.35,0.156,0.6,0.12,0.06,0.1,0.50000/
 67,'GENROU'  ,V3,5.1,0.02,0.7,0.1,4.45,0,1.41,1.35,0.156,0.6,0.12,0.06,0.1,0.50000/
 68,'GENROU'  ,V4,5.1,0.02,0.7,0.1,4.45,0,1.41,1.35,0.156,0.6,0.12,0.06,0.1,0.50000/
 71,'GENROU'  ,J6,8,0.05,0.7,0.1,1.45,0,2.01,1.3,0.171,0.6,0.116,0.06,0.1,0.50000/
104,'GENROU'  ,CO,7,0.025,0.60,0.05,1.35,0,2.50,2.30,0.25,0.40,0.20,0.06,0.1,0.50000/
113,'GENROU'  ,GP,8.8,0.04,0.7,0.1,3.0,0,2.01,1,0.684,0.8,0.561,0.06,0.1,0.50000/
114,'GENROU'  ,PG,8.8,0.04,0.7,0.1,3.0,0,2.01,1,0.684,0.8,0.561,0.06,0.1,0.50000/
126,'GENROU'  ,G1,8,0.05,0.7,0.1,0.5414,0,1.56,1.51,0.23,0.23,0.14,0.06,0.1,0.50000/
127,'GENROU'  ,G2,8,0.05,0.7,0.1,0.5414,0,1.56,1.51,0.23,0.23,0.14,0.06,0.1,0.50000/
128,'GENROU'  ,G3,5,0.05,0.7,0.1,3.12,0,1.95,1.89,0.33,0.33,0.15,0.055,0.1,0.50000/
129,'GENROU'  ,G4,5,0.05,0.7,0.1,4.73,0,1.95,1.95,0.3,0.3,0.16,0.05,0.1,0.5000/
130,'GENROU'  ,G5,5.0,0.05,0.700,0.10,1.45,0,1.8,1.8,0.2,0.2,0.15,0.068,0.1,0.50000/
```

```
151,'GENSAL'  ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
301,'GENSAL' ,C1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
303,'GENSAL' ,S1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
304,'GENSAL' ,A1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
302,'GENSAL' ,P1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
305,'GENSAL'  ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
305,'GENSAL'  ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
305,'GENSAL'  ,3 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
307,'GENSAL' ,G1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
308,'GENSAL' ,G2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
311,'GENSAL'  ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
311,'GENSAL'  ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
312,'GENSAL' ,1 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
312,'GENSAL' ,2 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
312,'GENSAL' ,3 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
313,'GENSAL' ,1 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2240,0.157,0.1,0.50000/
313,'GENSAL' ,2 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2240,0.157,0.1,0.50000/
314,'GENSAL' ,1 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
314,'GENSAL' ,2 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
314,'GENSAL' ,3 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
315,'GENSAL' ,1 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
315,'GENSAL' ,2 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
316,'GENSAL'  ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
316,'GENSAL'  ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
317,'GENSAL' ,M1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
317,'GENSAL' ,M2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
318,'GENSAL' ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
319,'GENSAL' ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
340,'GENSAL' ,P1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
342,'GENSAL' ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
342,'GENSAL' ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
343,'GENSAL' ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
343,'GENSAL' ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
343,'GENSAL' ,3 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
516,'GENSAL' ,G1,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
516,'GENSAL' ,G2,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
516,'GENSAL' ,G3,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
517,'GENSAL' ,G4,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
517,'GENSAL' ,G5,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
517,'GENSAL' ,G6,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
517,'GENSAL' ,G7,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/

/*    MODELO DE GOBERNADORES DE PANAMA
101,'HYGOV'   ,B1,0.03,0.8,14.5,0.03,1,0.167,0.893,0.266,1.15,1.36,0.5,0.08/
102,'HYGOV'   ,B2,0.03,0.8,14.5,0.03,1,0.167,0.893,0.266,1.15,1.36,0.5,0.08/
108,'HYGOV'   ,B3,0.03,0.8,14.5,0.03,1,0.167,0.870,0.260,1.15,1.36,0.5,0.08/
 97,'HYGOV'   ,F1,0.03,0.5,11.8,0.03,0.2,0.167,0.95,0.05,1.85,1.05,0.5,0.08/
 98,'HYGOV'   ,F2,0.03,0.5,11.8,0.03,0.2,0.167,0.95,0.05,1.85,1.05,0.5,0.08/
 99,'HYGOV'   ,F3,0.03,0.5,11.8,0.03,0.2,0.167,0.95,0.05,1.85,1.05,0.5,0.08/
 94,'HYGOV'   ,L1,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
 95,'HYGOV'   ,L2,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
 90,'HYGOV'   ,E1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
 91,'HYGOV'   ,E2,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
134,'HYGOV'   ,G1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.923,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
135,'HYGOV'   ,G2,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.923,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
136,'HYGOV'   ,G3,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.923,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
 73,'TGOV1'   ,V9,0.06,0.05,0.859,0.0,1,3,0.00/
 66,'TGOV1'   ,V2,0.06,0.05,0.851,0.0,1,3,0.00/
 67,'TGOV1'   ,V3,0.06,0.05,0.851,0.0,1,3,0.00/
 68,'TGOV1'   ,V4,0.06,0.05,0.851,0.0,1,3,0.00/
128,'TGOV1'   ,G3,0.03,0.05,0.74,0.327,1,3,0.00/
129,'TGOV1'   ,G4,0.03,0.05,0.74,0.1,1,3,0.00/
 70,'GAST'    ,J5,0.04,0.05,0.05,3,1,2,0.84,0.05,0.5/
 71,'GAST'    ,J6,0.04,0.05,0.05,3,1,2,0.84,0.05,0.5/
 72,'GAST'    ,T8,0.04,0.05,0.05,3,1,2,0.7,0.05,0.5/
104,'GAST'    ,CO,0.03,0.015,0.2,5,1.05,0.67,0.84,0,0.5/
113,'GAST'    ,GP,0.04,0.2,0.05,3,1,2,0.69,0.05,0.5/
114,'GAST'    ,PG,0.04,0.2,0.05,3,1,2,0.69,0.05,0.5/
126,'GAST'    ,G1,0.03,0.01,0.05,3,1,2,0.74,0.05,0.5/
127,'GAST'    ,G2,0.03,0.01,0.05,3,1,2,0.74,0.05,0.5/
```

```
130,'GAST'    ,G5,0.03,0.01,0.05,3,1,2,0.7,0.05,0.5/
106,'DEGOV1'  ,M1,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
106,'DEGOV1'  ,M2,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
106,'DEGOV1'  ,M3,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
107,'DEGOV1'  ,M4,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
107,'DEGOV1'  ,M5,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
107,'DEGOV1'  ,M6,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
 75,'DEGOV1'  ,P1,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 75,'DEGOV1'  ,P2,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 75,'DEGOV1'  ,P3,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 75,'DEGOV1'  ,P4,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 75,'DEGOV1'  ,P5,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 75,'DEGOV1'  ,P6,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 76,'DEGOV1'  ,1P,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 76,'DEGOV1'  ,2P,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 76,'DEGOV1'  ,P0,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 76,'DEGOV1'  ,P7,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 76,'DEGOV1'  ,P8,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 76,'DEGOV1'  ,P9,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
116,'DEGOV1'  ,P1,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
116,'DEGOV1'  ,P2,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
116,'DEGOV1'  ,P3,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
193,'HYGOV'   ,G1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
193,'HYGOV'   ,G2,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
193,'HYGOV'   ,G3,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
204,'HYGOV'   ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,2.95,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
204,'HYGOV'   ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,2.95,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
151,'HYGOV'   ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
301,'HYGOV'   ,C1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
303,'HYGOV'   ,S1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
304,'HYGOV'   ,A1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
302,'HYGOV'   ,P1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
305,'HYGOV'   ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
305,'HYGOV'   ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
305,'HYGOV'   ,3 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
142,'HYGOV'   ,C1,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
143,'HYGOV'   ,C2,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
307,'HYGOV'   ,G1,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
308,'HYGOV'   ,G2,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
311,'HYGOV'   ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
311,'HYGOV'   ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
312,'DEGOV1'  ,1 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
312,'DEGOV1'  ,2 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
312,'DEGOV1'  ,3 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
313,'DEGOV1'  ,1 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
313,'DEGOV1'  ,2 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
314,'DEGOV1'  ,1 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
314,'DEGOV1'  ,2 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
314,'DEGOV1'  ,3 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
315,'DEGOV1'  ,1 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
315,'DEGOV1'  ,2 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
316,'HYGOV'   ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.02,2.52,1.05,0.5,0.08/
316,'HYGOV'   ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.02,2.52,1.05,0.5,0.08/
317,'HYGOV'   ,M1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
317,'HYGOV'   ,M2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
318,'HYGOV'   ,1 ,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
319,'HYGOV'   ,2 ,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
340,'HYGOV'   ,P1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
342,'HYGOV'   ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
342,'HYGOV'   ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
343,'HYGOV'   ,1 ,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
343,'HYGOV'   ,2 ,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
343,'HYGOV'   ,3 ,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
516,'DEGOV1'  ,G1,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
516,'DEGOV1'  ,G2,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
516,'DEGOV1'  ,G3,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
517,'DEGOV1'  ,G4,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
517,'DEGOV1'  ,G5,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
517,'DEGOV1'  ,G6,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
517,'DEGOV1'  ,G7,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
```

```
/*    MODELO DE EXCITADORES DE PANAMA
 101,'EXST1'  ,B1,0.025,3,-3,0.0050,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0.02,0.1,1.5/
 102,'EXST1'  ,B2,0.025,3,-3,0.0050,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0.02,0.1,1.5/
 108,'EXST1'  ,B3,0.025,4,-1,0.0080,0.088,50,0.005,10,-10,0.02,0.10,1.5/
  97,'EXST1'  ,F1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0,0.0,0.3/
  98,'EXST1'  ,F2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0,0.0,0.3/
  99,'EXST1'  ,F3,0.025,3,-3,0.0080,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0,0.0,0.3/
  94,'EXST1'  ,L1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
  95,'EXST1'  ,L2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
  90,'EXST1'  ,E1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
  91,'EXST1'  ,E2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
  70,'IEEET2' ,J5,0.025,400,0.1,6.59,0,1,1.3,0.2,5,1.3,2.4,0.03,5,0.5/
  71,'IEEET2' ,J6,0.025,400,0.1,6.59,0,1,1.3,0.2,5,1.3,2.4,0.03,5,0.5/
  72,'ESST4B' ,T8,0,3.38,3.38,1,-0.87,0.01,1,0,1,-0.87,0,5.92,0,7.4,0.11,0,2/
  73,'EXAC4'  ,V9,0,0.2,-0.2,1.149,22.97,1000,0.002,5.236,-4.189,0/
  66,'IEEET1' ,V2,0,217.03,1,3,-3,1,0.8,0.078,0.726,0,2.4,0.03,5,0.5/
  67,'IEEET1' ,V3,0,126.37,1,3,-3,1,0.8,0.078,0.726,0,2.4,0.03,5,0.5/
  68,'IEEET1' ,V4,0,126.37,1,2,0,1,0.8,0.078,0.726,0,2.4,0.03,5,0.5/
 104,'EXAC1'  ,CO,0,1,1,4000,0.05,56,0,1.5,0.025,0.4,0.1,2,1,9,0.001,10,0.01/
 106, 'ESAC8B'  ,M1,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 106, 'ESAC8B'  ,M2,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 106, 'ESAC8B'  ,M3,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 107, 'ESAC8B'  ,M4,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 107, 'ESAC8B'  ,M5,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 107, 'ESAC8B'  ,M6,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 116, 'ESAC8B'  ,P1,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 116, 'ESAC8B'  ,P2,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 116, 'ESAC8B'  ,P3,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
  75, 'SEXS'  ,P1,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  75, 'SEXS'  ,P2,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  75, 'SEXS'  ,P3,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  75, 'SEXS'  ,P4,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  75, 'SEXS'  ,P5,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  75, 'SEXS'  ,P6,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  76, 'SEXS'  ,1P,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  76, 'SEXS'  ,2P,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  76, 'SEXS'  ,P0,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  76, 'SEXS'  ,P7,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  76, 'SEXS'  ,P8,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  76, 'SEXS'  ,P9,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
 113, 'SEXS'  ,GP,0.2,10,100,0.05,0,4/
 114, 'SEXS'  ,PG,0.2,10,100,0.05,0,4/
 126, 'SEXS'  ,G1,0.2,10,100,0.05,0,4/
 127, 'SEXS'  ,G2,0.2,10,100,0.05,0,4/
 128, 'SEXS'  ,G3,0.1,10,100,0.05,0,4/
 129, 'SEXS'  ,G4,0.1,10,100,0.05,0,4/
 130, 'SEXS'  ,G5,0.1,10,100,0.05,0,4/
 134, 'SEXS'  ,G1,0.1,10,100,0.05,0,4/
 135, 'SEXS'  ,G2,0.1,10,100,0.05,0,4/
 136, 'SEXS'  ,G3,0.1,10,100,0.05,0,4/
 140, 'SEXS'  ,G1,0.1,10,100,0.05,0,4/
 140, 'SEXS'  ,G2,0.1,10,100,0.05,0,4/
 140, 'SEXS'  ,G3,0.1,10,100,0.05,0,4/
 141, 'SEXS'  ,G4,0.1,10,100,0.05,0,4/
 141, 'SEXS'  ,G5,0.1,10,100,0.05,0,4/
 141, 'SEXS'  ,G6,0.1,10,100,0.05,0,4/
 193,'EXST1'  ,G1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 193,'EXST1'  ,G2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 193,'EXST1'  ,G3,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 204,'EXST1'  ,1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 204,'EXST1'  ,2 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 151,'EXST1'  ,1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 301,'EXST1'  ,C1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 303,'EXST1'  ,S1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 304,'EXST1'  ,A1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 302,'EXST1'  ,P1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 305,'EXST1'  ,1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 305,'EXST1'  ,2 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 305,'EXST1'  ,3 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
```

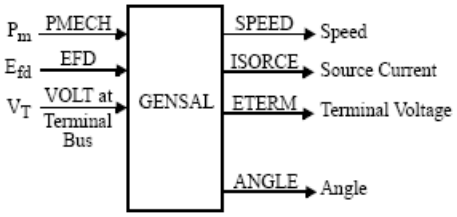
```
142,'EXST1'  ,C1,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
143,'EXST1'  ,C2,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
307,'EXST1'  ,G1,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
308,'EXST1'  ,G2,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
311,'EXST1'  ,1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
311,'EXST1'  ,2 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
312,'ESAC8B' ,1 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
312,'ESAC8B' ,2 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
312,'ESAC8B' ,3 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
313,'ESAC8B' ,1 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
313,'ESAC8B' ,2 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
314,'ESAC8B' ,1 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
314,'ESAC8B' ,2 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
315,'ESAC8B' ,1 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
315,'ESAC8B' ,2 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
314,'ESAC8B' ,3 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
316,'EXST1'  ,1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
316,'EXST1'  ,2 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
317,'EXST1'  ,M1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
317,'EXST1'  ,M2 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
318,'EXST1'  ,1 ,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
318,'EXST1'  ,2 ,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
340,'EXST1'  ,P1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
342,'EXST1'  ,1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
342,'EXST1'  ,2 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
343,'EXST1'  ,1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
343,'EXST1'  ,2 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
343,'EXST1'  ,3 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
516, 'ESAC8B'  ,G1,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
516, 'ESAC8B'  ,G2,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
516, 'ESAC8B'  ,G3,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/

/*    MODELO DE ESTABILIZADORES DE PANAMA
 97,'STAB2A'  ,F1,1.0,4.4,10,1.8,1,1.41,0.01,0.05/
 98,'STAB2A'  ,F2,1.0,4.4,10,1.8,1,1.41,0.01,0.05/
 99,'STAB2A'  ,F3,1.0,4.4,10,1.8,1,1.41,0.01,0.05/
101,'STAB2A'  ,B1,1.0,4.4,7.85,1.8,0.785,1.41,0.01,0.03/
102,'STAB2A'  ,B2,1.0,4.4,7.85,1.8,0.785,1.41,0.01,0.03/
108,'STAB2A'  ,B3,1.0,4.5,25,2,5,1,0.01,0.03/
```

MODELOS DE GENERADORES

GENSAL

Salient Pole Generator Model (Quadratic Saturation on d-Axis)

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.
The machine MVA is _____ for each of units = _____ MBASE.
ZSORCE for this machine is _____ + j _____ on the above MBASE.



CONs	#	Value	Description
J			T'_{do} (>0) (sec)
J+1			T''_{do} (>0) (sec)
J+2			T''_{qo} (>0) (sec)
J+3			Inertia, H
J+4			Speed damping, D
J+5			X_d
J+6			X_q
J+7			X'_d
J+8			$X''_d = X''_q$
J+9			X_l
J+10			S(1.0)
J+11			S(1.2)

STATEs	#	Description
K		E'_q
K+1		ψ''_q
K+2		ψkd
K+3		Δ speed (pu)
K+4		Angle (radians)

Note: X_d, X_q, X'_d, X''_d, X''_q, X_l, H, and D are in pu, machine MVA base.

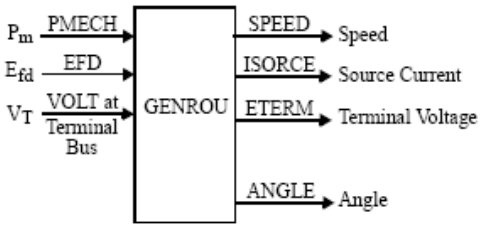
X''_q must be equal to X''_d.

IBUS, 'GENSAL', I, T'_{do}, T''_{do}, T''_{qo}, H, D, X_d, X_q, X'_d, X''_d, X_l, S(1.0), S(1.2)/

GENROU

Round Rotor Generator Model (Quadratic Saturation)

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
The machine MVA is _____ for each of _____ units = _____ MBASE.
ZSORCE for this machine is _____ + j _____ on the above MBASE



CONs	#	Value	Description
J			T'_{do} (>0) (sec)
J+1			T''_{do} (>0) (sec)
J+2			T'_{qo} (>0) (sec)
J+3			T''_{qo} (>0) (sec)
J+4			Inertia, H
J+5			Speed damping, D
J+6			X_d
J+7			X_q
J+8			X'_d
J+9			X'_q
J+10			$X''_d = X''_q$
J+11			X_l
J+12			S(1.0)
J+13			S(1.2)

STATEs	#	Description
K		E'_q
K+1		E'_d
K+2		ψkd
K+3		ψkq
K+4		Δ speed (pu)
K+5		Angle (radians)

Note: X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X''_q, X_l, H, and D are in pu, machine MVA base.

X''_q must be equal to X''_d.

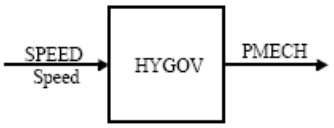
IBUS, 'GENROU', I, T'_{do}, T''_{do}, T'_{qo}, T''_{qo}, H, D, X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X_l, S(1.0), S(1.2)/

MODELOS DE GOBERNADORES

HYGOV

Hydro Turbine-Governor

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VARs starting with #_____ L.

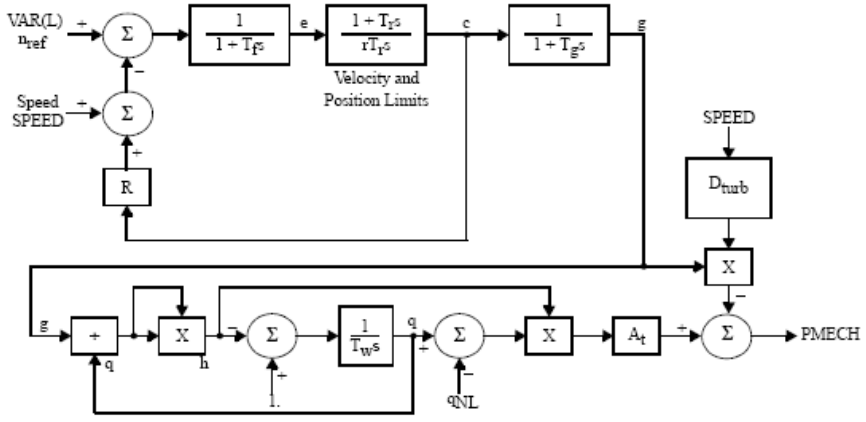


CONs	#	Value	Description
J			R, permanent droop
J+1			r, temporary droop
J+2			T_r (>0) governor time constant
J+3			T_f (>0) filter time constant
J+4			T_g (>0) servo time constant
J+5			± VELM, gate velocity limit
J+6			G_{MAX}, maximum gate limit
J+7			G_{MIN}, minimum gate limit
J+8			T_W (>0) water time constant
J+9			A_t, turbine gain
J+10			D_{turb}, turbine damping
J+11			q_{NL}, no load flow

STATEs	#	Description
K		e, filter output
K+1		c, desired gate
K+2		g, gate opening
K+3		q, turbine flow

VARs	#	Description
L		Speed reference
L+1		h, turbine head

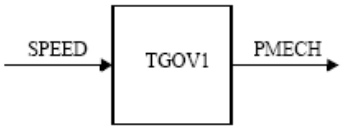
IBUS, 'HYGOV', I, R, r, T_r, T_f, T_g, VELM, G_{MAX}, G_{MIN}, T_W, A_t, D_{turb}, q_{NL}/



TGOV1

Steam Turbine-Governor

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.



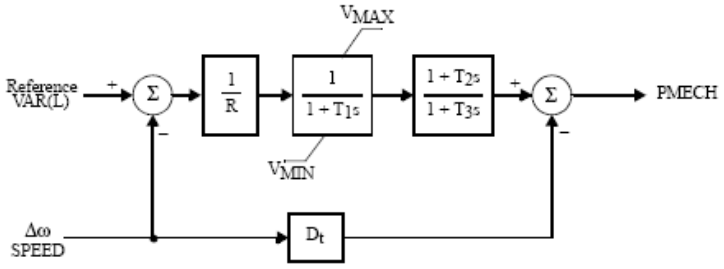
CONs	#	Value	Description
J			R
J+1			T_1 (>0) (sec)
J+2			V_{MAX}
J+3			V_{MIN}
J+4			T_2 (sec)
J+5			T_3 (>0) (sec)
J+6			D_t

STATEs	#	Description
K		Valve opening
K+1		Turbine power

VAR	#	Description
L		Reference

Note: V_{MAX}, V_{MIN}, D_t are in per unit on generator base.
T_2/T_3 = high-pressure fraction.
T_3 = reheater time constant.

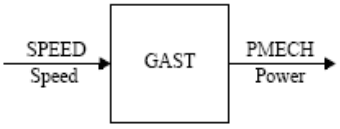
IBUS, 'TGOV1', I, R, T_1, V_{MAX}, V_{MIN}, T_2, T_3, D_t/



GAST

Gas Turbine-Governor

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.

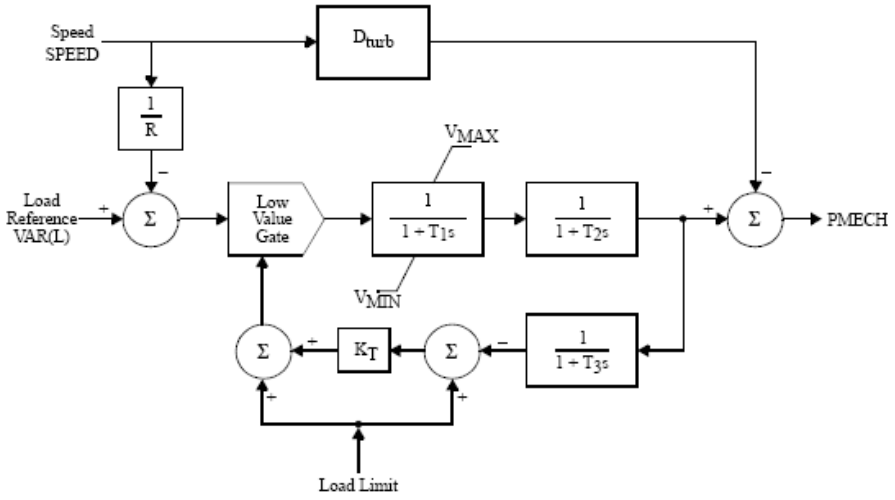


CONs	#	Value	Description
J			R (speed droop)
J+1			T_1 (>0) (sec)
J+2			T_2 (>0) (sec)
J+3			T_3 (>0) (sec)
J+4			Ambient temperature load limit, AT
J+5			K_T
J+6			V_{MAX}
J+7			V_{MIN}
J+8			D_{turb}

STATEs	#	Description
K		Fuel valve
K+1		Fuel flow
K+2		Exhaust temperature

VAR	#	Description
L		Load reference

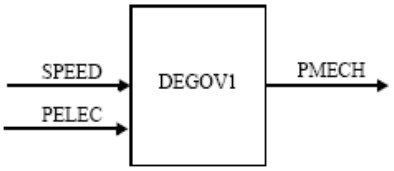
IBUS, 'GAST', I, R, T_1, T_2, T_3, AT, K_T, V_{MAX}, V_{MIN}, D_{turb}/



DEGOV1

Woodward Diesel Governor

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and ICON #_____ M,
and STATEs starting with #_____ K,
and VARs starting with #_____ L.



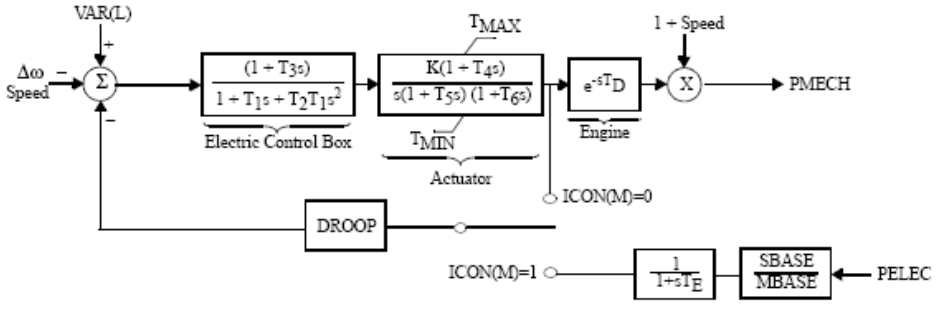
ICON	#	Value	Description
M			Droop control: 0 = Throttle feedback 1 = Electric power feedback

CONs	#	Value	Description
J			T_1 (sec)
J+1			T_2 (sec)
J+2			T_3 (sec)
J+3			K
J+4			T_4 (sec)
J+5			T_5 (sec)
J+6			T_6 (sec)
J+7			T_D ($0 \leq T_D \leq 12 * DELT$) (sec)
J+8			T_{MAX}
J+9			T_{MIN}
J+10			Droop
J+11			T_E

STATEs	#	Description
K		Electric control box 1
K+1		Electric control box 2
K+2		Actuator 1
K+3		Actuator 2
K+4		Actuator 3
K+5		Power transducer

VARs	#	Description
L		Reference
L+1		Delay table
.		
.		
.		
L+13		

IBUS, 'DEGOV1', I, Droop Control, T_1, T_2, T_3, K, T_4, T_5, T_6, T_D, T_{MAX}, T_{MIN}/, Droop, T_E/

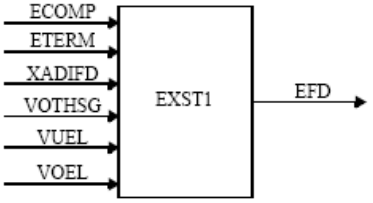


MODELOS DE EXCITADORES

EXST1

IEEE Type ST1 Excitation System

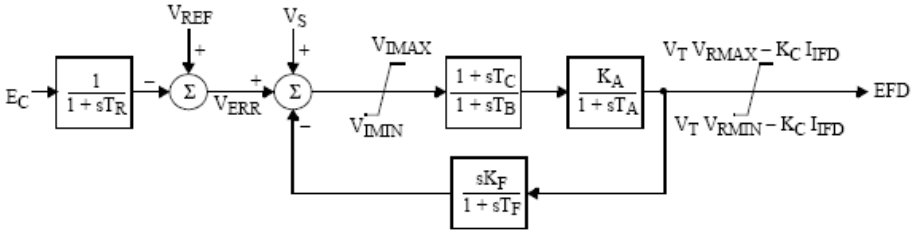
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_R
J+1			V_{IMAX}
J+2			V_{IMIN}
J+3			T_C
J+4			T_B (sec)
J+5			K_A
J+6			T_A (sec)
J+7			V_{RMAX}
J+8			V_{RMIN}
J+9			K_C
J+10			K_F
J+11			T_F (> 0) (sec)

STATEs	#	Description
K		$V_{measured}$
K+1		Lead lag
K+2		V_R
K+3		Feedback

IBUS, 'EXST1', I, T_R, V_{IMAX}, V_{IMIN}, T_C, T_B, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, K_C, K_F, T_F/

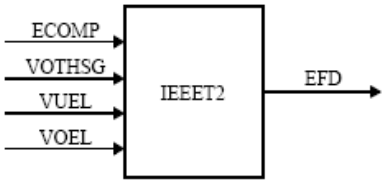


V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL

IEEET2

IEEE Type 2 Excitation System

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.



CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_A
J+2			T_A (sec)
J+3			V_{RMAX} or zero
J+4			V_{RMIN}
J+5			K_E
J+6			T_E (>0) (sec)
J+7			K_F
J+8			T_{F1} (>0) (sec)
J+9			T_{F2} (>0) (sec)
J+10			E_1
J+11			$S_E(E_1)$
J+12			E_2
J+13			$S_E(E_2)$

STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Regulator output, V_R
K+2		Exciter output, EFD
K+3		First feedback integrator
K+4		Second feedback integrator

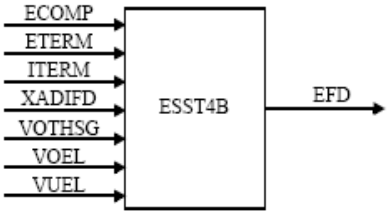
VARs	#	Description
L		K_E

IBUS, 'IEEET2', I, T_R, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, K_E, T_E, K_F, T_{F1}, T_{F2}, E_1, $S_E(E_1)$, E_2, $S_E(E_2)$/

ESST4B

IEEE Type ST4B Potential or Compounded Source-Controlled Rectifier Exciter

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_{PR}
J+2			K_{IR}
J+3			V_{RMAX}
J+4			V_{RMIN}
J+5			T_A (sec)
J+6			K_{PM}
J+7			K_{IM}
J+8			V_{MMAX}
J+9			V_{MMIN}
J+10			K_G
J+11			K_P
J+12			K_I
J+13			V_{BMAX}
J+14			K_C
J+15			X_L
J+16			THETAP

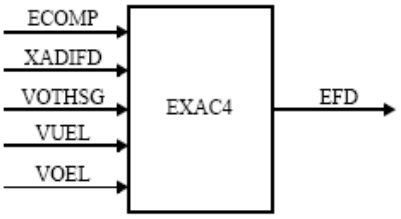
STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Regulator integrator
K+2		Regulator output, V_R
K+3		V_M

IBUS, 'ESST4B', I, T_R, K_{PR}, K_{IR}, V_{RMAX}, V_{RMIN}, T_A, K_{PM}, K_{IM}, V_{MMAX}, V_{MMIN}, K_G, K_P, K_I, V_{BMAX}, K_C, X_L, THETAP/

EXAC4

IEEE Type AC4 Excitation System

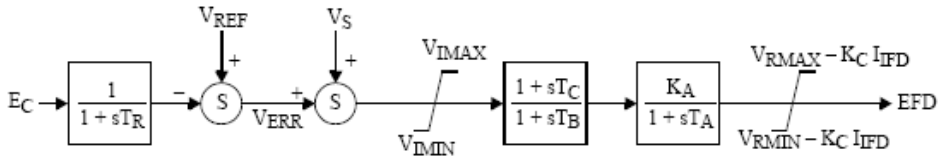
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_R
J+1			V_{IMAX}
J+2			V_{IMIN}
J+3			T_C
J+4			T_B (sec)
J+5			K_A
J+6			T_A
J+7			V_{RMAX}
J+8			V_{RMIN}
J+9			K_C

STATEs	#	Description
K		$V_{measured}$
K+1		Lead lag
K+2		V_R

IBUS, 'EXAC4', I, T_R, V_{IMAX}, V_{IMIN}, T_C, T_B, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, K_C/

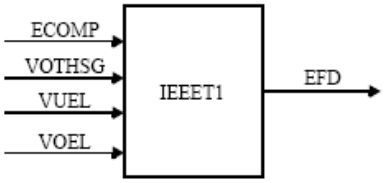


VS = VOTHSG + VUEL + VOEL

IEEET1

IEEE Type 1 Excitation System

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.



CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_A
J+2			T_A (sec)
J+3			V_{RMAX} or zero
J+4			V_{RMIN}
J+5			K_E or zero
J+6			T_E (>0) (sec)
J+7			K_F
J+8			T_F (>0) (sec)
J+9		0	Switch
J+10			E_1
J+11			$S_E(E_1)$
J+12			E_2
J+13			$S_E(E_2)$

STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Regulator output, V_R
K+2		Exciter output, EFD
K+3		Rate feedback integrator

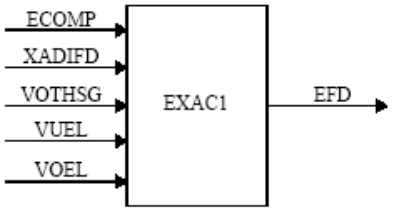
VAR	#	Description
L		K_E

IBUS, 'IEEET1', I, T_R, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, K_E, T_E, K_F, T_F, 0., E_1, $S_E(E_1)$, E_2, $S_E(E_2)$/

EXAC1

IEEE Type AC1 Excitation System

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			T_B (sec)
J+2			T_C (sec)
J+3			K_A
J+4			T_A (sec)
J+5			V_{RMAX}
J+6			V_{RMIN}
J+7			$T_E > 0$ (sec)
J+8			K_F
J+9			$T_F > 0$ (sec)
J+10			K_C
J+11			K_D
J+12			K_E
J+13			E_1
J+14			$S_E(E_1)$
J+15			E_2
J+16			$S_E(E_2)$

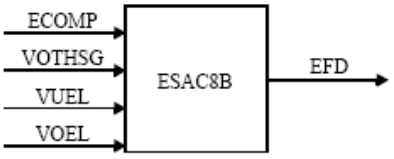
STATEs	#	Description
K		Sensed E_T
K+1		Lead lag
K+2		Regulator output
K+3		V_E
K+4		Feedback output

IBUS, 'EXAC1', I, T_R, T_B, T_C, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, T_E, K_F, T_F, K_C, K_D, K_E, E_1, $S_E(E_1)$, E_2, $S_E(E_2)$/

ESAC8B

Basler DECS

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.

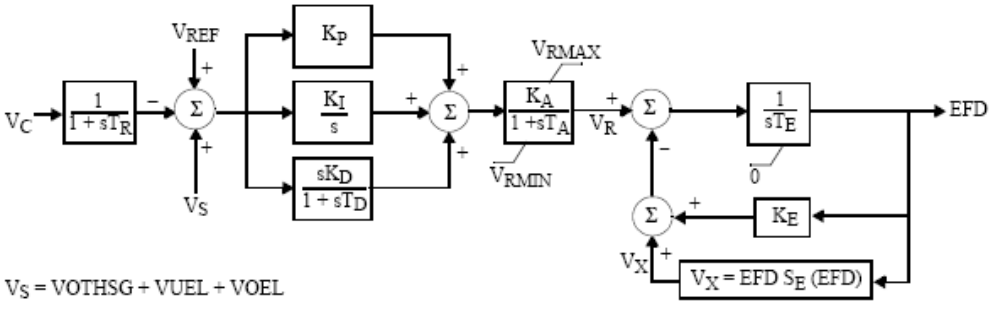


CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_P
J+2			K_I
J+3			K_D
J+4			T_D (sec)
J+5			K_A
J+6			T_A
J+7			V_{RMAX} or zero
J+8			V_{RMIN}
J+9			$T_E > 0$ (sec)
J+10			K_E or zero
J+11			E_1
J+12			$S_E(E_1)$
J+13			E_2
J+14			$S_E(E_2)$

STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Integral controller
K+2		Derivative controller
K+3		Voltage regulator
K+4		Exciter output, EFD

VAR	#	Description
L		K_E

IBUS, 'ESAC8B', I, T_R, K_P, K_I, K_D, T_D, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, T_E, K_E, E_1, $S_E(E_1)$, E_2, $S_E(E_2)$/

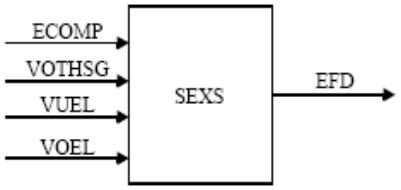


V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL

SEXS

Simplified Excitation System

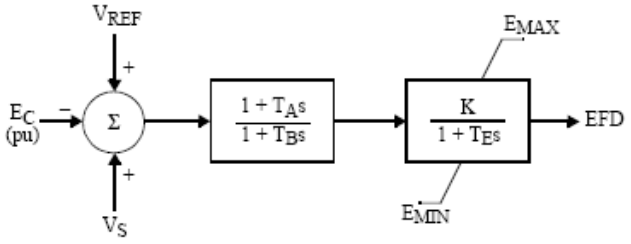
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_A/T_B
J+1			T_B (>0) (sec)
J+2			K
J+3			T_E (sec)
J+4			E_{MIN} (pu on EFD base)
J+5			E_{MAX} (pu on EFD base)

STATEs	#	Description
K		First integrator
K+1		Second integrator

IBUS, 'SEXS', I, T_A/T_B, T_B, K, T_E, E_{MIN}, E_{MAX}/



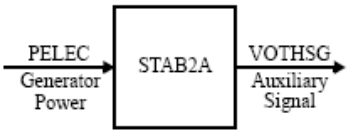
V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL

MODELOS DE ESTABILIZADORES

STAB2A

Power Sensitive Stabilizing Unit (ASEA)

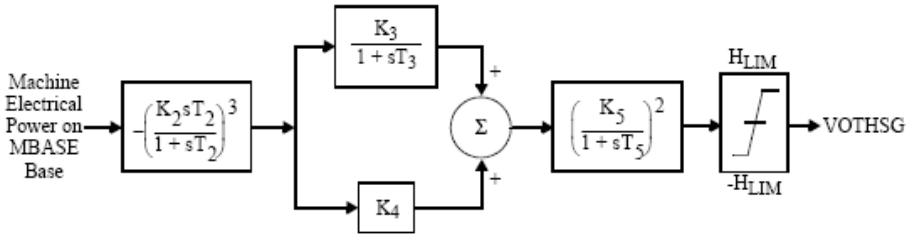
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			K_2
J+1			T_2 (sec) (≥0)
J+2			K_3
J+3			T_3 (sec) (≥0)
J+4			K_4
J+5			K_5
J+6			T_5 (sec) (≥0)
J+7			H_{LIM}

STATEs	#	Description
K		Implicit
K+1		Integration
K+2		State
K+3		Variables

IBUS, 'STAB2A', I, K_2, T_2, K_3, T_3, K_4, K_5, T_5, H_{LIM}/



MODELOS DE RELEVADORES

LDSHBL, LDSHOW, LDSHZN, LDSHAR, LDSHAL

Underfrequency Load Shedding Model

DYRE Data Record:

I, 'LDSHxx', LID f_1, t_1, $frac_1$, f_2, t_2, $frac_2$, f_3, t_3, $frac_3$, T_b /

LID is an explicit load identifier or may be '*' for application to loads of any ID associated with the subsystem type.

Model suffix "xx"	"I" Description
BL	Bus number
OW	Owner number
ZN	Zone number
AR	Area number
AL	0

CONs	Value	Description
J		f_1, first load shedding point (Hz)
J+1		t_1, first point pickup time (sec)
J+2		$frac_1$, first fraction of load to be shed
J+3		f_2, second load shedding point (Hz)
J+4		t_2, second fraction pickup time (sec)
J+5		$frac_2$, second fraction of load to be shed
J+6		f_3, third load shedding point (Hz)
J+7		t_3, third point pickup time (sec)
J+8		$frac_3$, third fraction of load to be shed
J+9		T_b, breaker time (sec)

Reserved ICONs	Description
N	First point delay flag
N+1	First point time-out flag
N+2	First timer status
N+3	Second point delay flag
N+4	Second point time-out flag
N+5	Second timer status
N+6	Third point delay flag
N+7	Third point time-out flag
N+8	Third timer status

VARs	Description
L	First timer memory
L+1	Second timer memory
L+2	Third timer memory

LVSHBL, LVSHOW, LVSHZN, LVSHAR, LVSHAL

Undervoltage Load Shedding Model

DYRE Data Record:

I, 'LVSHxx', LID, JBUS, V1, T1, F1, V2, T2, F2, V3, T3, F3, TB/

LID is an explicit load identifier or may be '*' for application to loads of any ID associated with the subsystem type.

Model suffix "xx"	"I" Description
BL	Bus number
OW	Owner number
ZN	Zone number
AR	Area number
AL	0

ICONs	Value	Description
M		JBUS, remote bus number where voltage is measured*

* Set JBUS = 0, if remote bus is same as the local bus to which the load is connected.

CONs	Value	Description
J		V1, first load shedding point (pu)
J+1		T1, first point pickup time (sec)
J+2		F1, first fraction of load to be shed
J+3		V2, second load shedding point (pu)
J+4		T2, second fraction pickup time (sec)
J+5		F2, second fraction of load to be shed
J+6		V3, third load shedding point (pu)
J+7		T3, third point pickup time (sec)
J+8		F3, third fraction of load to be shed
J+9		TB, breaker time (sec)

VARs	Description
L	First timer memory
L+1	Second timer memory
L+2	Third timer memory

Reserved ICONs	Description
N	First point delay flag
N+1	First point time-out flag
N+2	First timer status
N+3	Second point delay flag
N+4	Second point time-out flag
N+5	Second timer status
N+6	Third point delay flag
N+7	Third point time-out flag
N+8	Third timer status

ASEP
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

C: Ing. Daniel Pereira
P.S.A.
28/1/11

Ingr. Oscar Rosas
27/ene/2011

Panamá, 24 de enero de 2011
Nota No. DSAN-0157-11
Ref.: 68217

Ingeniero
FERNANDO A. MARCISCANO R.
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Ciudad

Ingeniero Marciscano:

Hacemos referencia a su nota ETE-DEOI-PLAN-001-2011 de 3 enero de 2011 en la que remite a esta Autoridad el documento de los Estudios Básicos, correspondientes al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) del 2011; para emitir observaciones y/o comentarios al mismo.

Respecto a lo anterior, se le está adjuntando a la presente misiva el documento titulado: *"COMENTARIOS AL INFORME DE ESTUDIOS BÁSICOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2011 (PESIN 2011), PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. (ETESA)"*, que contiene nuestras observaciones para que sean incorporadas en el Informe de Estudios Básicos.

Los ajustes solicitados deberán ser presentados en un documento reestructurado, a más tardar treinta (30) días calendarios, después de recibida la presente nota.

Sin otro particular

Atentamente,

RODRIGO RODRÍGUEZ J.
Administrador General Encargado

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
REPÚBLICA DE PANAMÁ

Dirección Ejec. de Operación Integrada
Recibido: Miriam
Fecha: 28/1/11
Hora: 9:35 a.m.

Edificio Office Park, Vía España y Fernández de Córdoba
Teléfono: 508-4500 • Fax: 508-4600 • Apartado 0816-01235, Panamá, Rep. Panamá • www.asep.gob.pa

Miriam
27-ene-11

ASEP
Autoridad Nacional
de los Servicios Públicos

COMENTARIOS AL INFORME DE ESTUDIOS BÁSICOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2011 (PESIN 2011), PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. (ETESA)

Luego de realizar un análisis del informe de Estudios Básicos del PESIN 2011, presentado por ETESA, tenemos los siguientes comentarios que se deben atender y corregir en la presentación del siguiente informe:

1. Eliminar del Informe toda referencia al Plan Bombillo, pues éste correspondía al año 2009 y sus efectos ya fueron reflejados en el consumo eléctrico de Panamá.

2. Para que los datos utilizados en las proyecciones guarden la debida unificación y no se originen distorsiones en los resultados, se debe ajustar la serie histórica del PIB el cual debe estar empalmado al Año Base 1996 y no al Año 1982. Igualmente la serie histórica del IPC debe estar empalmada al último año base.

3. La demanda calculada por ETESA (DMG) no incluye el consumo de ACP mientras que la demanda máxima real 1,222.4 MW que se publica en el reporte diario incluye el auto consumo de la ACP, por lo tanto, se deben corregir las comparaciones que se han hecho entre ambas demandas, específicamente en la página 18 de los Estudios Básicos.

4. Dentro de las estimaciones de consumo residencial, se debe considerar que los permisos de construcción de proyectos residenciales han disminuido desde 2010 por lo que se espera un decrecimiento en la construcción de edificios residenciales lujosos o vacacionales que reflejarían consumos altos.

5. Se ha evidenciado que el *boom* inmobiliario ha ido decreciendo, por lo que no es válido que se haga referencia al mismo.

6. Dentro de los datos demográficos desarrollados en la página 27, eliminar el párrafo que se refiere a la utilización de datos del Censo de Población y Vivienda de 2000, el estudio debe reflejar los datos del Censo de 2010.

7. Eliminar todo referencia de la utilización del Informe Económico de 2006, la información económica que se utilice debe ser obtenida de Informes Económicos más recientes como el de 2009 o el último de 2010.

8. Se sigue utilizando datos y resultados de los años 2006-2008. Deberían utilizar datos más recientes de crecimiento económico.

9. ETESA sigue haciendo referencia a datos adquiridos en el 2006 para el crecimiento poblacional, tales como las estimaciones para la ampliación del canal y el turismo residencial. Deben actualizar la base de datos y hacer referencia a estudios más recientes. Hacen referencia al Informe Económico del primer semestre 2006 del MEF. Deben actualizar la base de datos.

10. Presentar un cuadro con la información del consumo de los proyectos del gobierno, incluir la estimación de consumo por la ampliación del aeropuerto de Tocumen.

11. En la página 10, no hacen referencia al porcentaje de confianza del modelo de predicción de demanda para el año 2010. Indican que disminuyó de 98% en el 2007, a 96% en el 2009, mas no indican el porcentaje del 2010, año inmediatamente anterior, para determinar la credibilidad del modelo utilizado.

12. En la página 14, ETESA indica que para el cálculo de la demanda del Sector Oficial, el modelo falla de manera parcial, no obstante; no indican que correctivos se tomaron para evitar esta falla de confiabilidad o la manera en que se consideró en la proyección de demanda para el 2011.

13. Existen Incongruencias en la entrada en operación de proyectos de expansión de transmisión:
    - Página 125, se menciona que en el 2011 entrará en operación la Adición del T3 en la S/E Chorrera, sin embargo en el PESIN 2010 lo consideran para Julio de 2012.
    - En el PESIN 2010 se tenía prevista la entrada en operación de la Nueva S/E Las Guías 230kV para Enero de 2011, sin embargo en el PESIN 2011 lo incluyen para el año 2012.
    - Refuerzo Santa Rita – Panamá II y Guasquitas – Changuinola, aparecen para el 2011 en el PESIN 2010, en el PESIN 2011 se tienen previstos para el 2012.

14. En la página 101; la S/E Agua Clara esta en el área de ENSA no de EDEMET, se debe corregir el cuadro.

15. En la página 112; la S/E Caldera tiene conexiones de Demanda (115-19) y ahora de Generación (Algarrobos y Mendre), por tanto no califica como una S/E Seccionadora Pura.

ENSA

Atención al Cliente Tel. 323-7100
Sede: Panamá, Costa del Este
Business Park, Torre Oeste, Piso 3
www.ensa.com.pa

18 enero de 2011

DI-ADM-002-2011

Ingeniero
Fernando Marciscano
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica
E. S. D.

Ingeniero Marciscano:

En atención a su nota ETE-DEOI-PLAN-003-2011 de 3 de enero de 2011, por la cual nos adjuntan los Estudios Básicos correspondientes al Plan de Expansión de ETESA del año 2011, tenemos a bien compartir los siguientes comentarios:

Comentarios Generales:

1. No se hace una comparación entre la demanda y la capacidad instalada del sistema en ninguno de los escenarios planteados.

2. No se concluye cuál será la capacidad esperada de las líneas de transmisión de los cuatro (4) circuitos de 230 KV que transportan la energía del occidente del país hacia la ciudad de Panamá.

3. No describe con suficiente detalle en qué consiste las obras de mejora en el desempeño del sistema (cuál será la nueva capacidad) producto de las repotenciaciones de las líneas de transmisión y los refuerzos.

4. No se hace referencia a los costos de las inversiones en líneas de transmisión, subestaciones, operación y administración asociados a los escenarios de crecimiento que son necesarios para construir los precios de la tarifa de transmisión.

Comentarios Específicos:

1. Considerando el crecimiento de carga del área este de la ciudad capital y como parte del desarrollo del plan de expansión del sistema de distribución de ENSA, se tiene proyectada la construcción de una Subestación en el área de la 24 de Diciembre conectada al Sistema Principal de Transmisión a través de la línea 230-1. La solicitud de acceso asociada al proyecto de la Subestación 24 de Diciembre se les estará haciendo llegar próximamente.

Edis - 18/1/2011 12:30 pm

2. Con referencia al punto 2.2.2.3 "Configuración del Sistema", contenido dentro de los Estudios Básicos, consideramos que una opción viable de configuración de las subestaciones es un esquema en anillo con posibilidad de migración a interruptor y medio.

3. Con referencia al punto 2.2.2.4 "Tipos de Interruptores", entendemos que no existe una exclusión al uso de interruptores de tanque muerto dentro de las alternativas de interruptores aislados en SF6. En este mismo punto, no vemos que se mencionen desventajas del uso del SF6. Consideramos beneficioso tener la posibilidad de utilizar interruptores de tanque muerto en 230 kV.

4. Con relación al punto 2.2.2.5. Protecciones, ETESA debe evaluar la posibilidad de utilizar protecciones diferenciales de corriente aún en líneas largas. Lo anterior obedece a que si en una línea larga que tiene como protección principal una protección de distancia y una protección de respaldo, ya sea de distancia o direccional de sobrecorriente, ocurriese una falla de PT a nivel primario, ninguna de las dos protecciones operará, dando como resultado, en el mejor de los casos, una desenergización de una mayor cantidad de equipos del SIN de la necesaria.

Sin más por el momento.

Atentamente,

Javier Pariente
Vicepresidente Ejecutivo
y Gerente General

Dirección Ejec. de Operación Integrada
Recibido:
Fecha: 19/1/2011
Hora: 9:18 a.m.

AES Panamá

Plaza Banco General,
Piso 25
Calle 50 y Avenida Aquilino
De La Guardia
Apartado Postal 0816-01990
Panamá, República de Panamá
tel 507 206 2600
fax 507 206 2612

AES-DAC-01-2011
18 de enero de 2011

Ingeniero
Fernando A. Marciscano
Gerente General
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
E. S. D.

Estimado Ing. Marciscano:

En referencia a su nota No. ETE-DEOI-PLAN-005-2011 del 03 de enero de 2011, mediante la cual remite para su revisión y comentarios el Informe de los Estudios Básicos correspondiente a la actualización del PESIN 2011, tenemos a bien indicarle lo siguiente:

1- En la Tabla No.4 "Costo Unitario de las líneas de transmisión", de la página 119, se observa que los costos unitarios por kilómetros de líneas han disminuido en comparación con los costos unitarios de líneas recientemente revisados en el anterior PESIN 2010-2024.

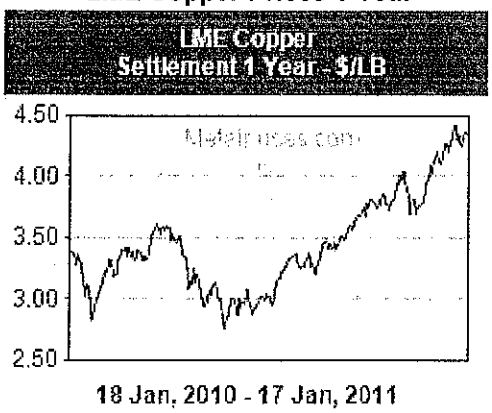
   A continuación se presenta un cuadro de los costos unitarios para las líneas de transmisión del PESIN 2011 en comparación con el PESIN del 2010, donde el porcentaje de disminución en los costos unitarios de las líneas, oscila por el orden de 1.6% hasta un 12.95%:

Costos Unitarios de Líneas B/, / Kms (Miles de B/.)	PESIN 2011	PESIN 2010	Disminución (%)
Líneas de 115 KV			
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	149.32	151.74	1.59
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	189.79	197.79	4.04
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	219.27	232.65	5.75
Líneas de 230 KV			
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	265.76	271.36	2.06
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	163.41	169.35	3.51
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	248.72	261.96	5.05
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	198.17	209.5	5.41
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	309.22	328.02	5.73
Doble Circuito 2 cond. por fase 750 ACAR	433.80	478.27	9.30
Circuito Sencillo 2 cond. por fase 750 ACAR en torres para doble cto.	317.58	356.03	10.80
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	190.58	218.92	12.95
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	266.36	294.67	9.61
Repotenciación 230 KV Circ. Sencillo 81.89	81.89	-	
Repotenciación 230 KV Doble Circuito 159.42	159.42	-	

AES Panamá

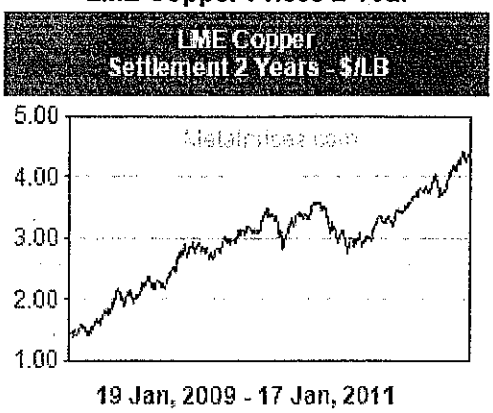
ETESA señala que para la actualización de los costos unitarios de las líneas, se tomó en cuenta la variación del acero, aluminio y zinc, de acuerdo a sus costos internacionales, sin embargo, la información de los precios del cobre, aluminio y el zinc obtenido de London Metal Exchange, nos indica que en los 2 últimos años (2009-2010) existe una clara tendencia hacia la alza de los precios internacionales de estos metales, los cuales tienen un impacto directo en los precios de fabricación de los materiales, herrajes y equipos utilizados en la construcción de las líneas de transmisión y subestaciones. Por lo tanto, nos preocupa la veracidad de la metodología y de los criterios utilizados por ETESA para proponer estos costos unitarios que no se ajustan a la realidad internacional. Además, en su documento ETESA señala que la inflación total del año 2010 reflejada por el comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPC), registró un aumento de 4.3, con respecto al mismo del año 2009, lo cual es un factor adicional que nos confirma que los costos unitarios deberían tender a incrementarse en lugar de disminuir.

LME Copper Prices 1 Year



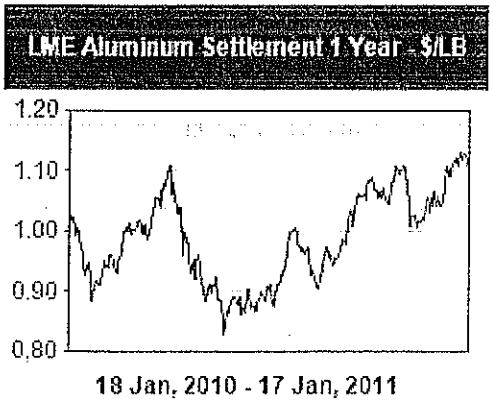
18 Jan, 2010 - 17 Jan, 2011

LME Copper Prices 2 Year



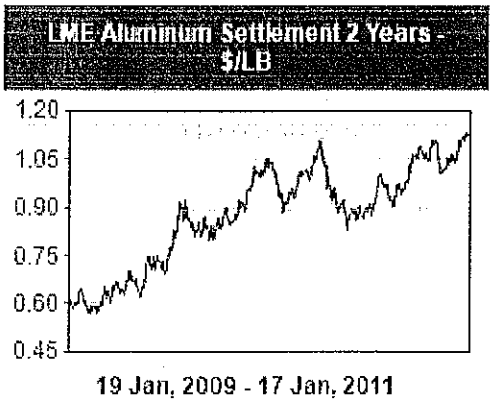
19 Jan, 2009 - 17 Jan, 2011

LME Aluminum Prices 1 Year Chart



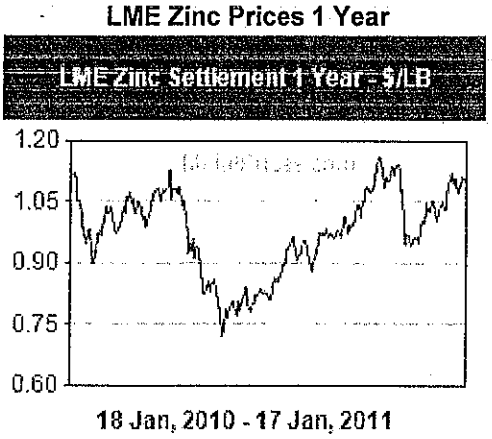
18 Jan, 2010 - 17 Jan, 2011

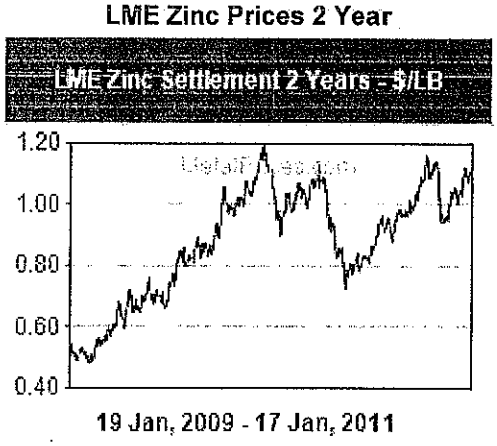
LME Aluminum Prices 2 Year Chart



19 Jan, 2009 - 17 Jan, 2011

AES Panamá





En virtud de lo señalado, solicitamos a ETESA justificar la variación y/o disminución de los costos unitarios para las líneas de transmisión presentados en la revisión de los Estudios Básicos correspondiente al PESIN 2011.

2- En la Tabla No. 9, "Costo Unitario de Subestaciones", de la página 124, se observa que a diferencia de las líneas, la disminución de los costos unitarios de las subestaciones ha sido en mayor proporción en comparación a los costos unitarios revisados en el anterior PESIN 2010-2024, el porcentaje de disminución para los costos unitarios de las subestaciones, oscila por el orden de 20.09% hasta un 26.32%.

A continuación se presenta un cuadro de los costos unitarios para las subestaciones del PESIN 2011 en comparación con el PESIN del 2010:

Costos Unitarios de Subestaciones (Miles de B/.)	PESIN 2011	PESIN 2010	Disminución (%)
Adición 1 int. 115 KV	905,864	1,229,400	26.32
Adición 2 int. 115 KV	1,576,388	2,112,970	25.39
Adición 3 int. 115 KV	2,473,494	3,330,480	25.73
Adición 1 int. 230 KV	1,379,960	1,756,790	21.45
Adición 2 int. 230 KV	2,413,254	3,019,780	20.09
Adición 3 int. 230 KV	3,793,214	4,776,560	20.59

Por lo tanto, solicitamos a ETESA justificar de manera clara y precisa la razón de la disminución que presentan los costos unitarios de la subestaciones, indicados en la revisión de los Estudios Básicos correspondiente al PESIN 2011.

AES Panamá

3- En el Capítulo 3 "Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo (2011-2014), observamos en el cuadro de los proyectos hidroeléctricos cuya entrada en operación comercial está programada para el año 2011, no se han considerados los proyectos de BLM-Carbón con una capacidad instalada de 120 MW, Bajo Mina con una Capacidad de 56.8 MW, Pedregalito II con una capacidad instalada de 10.0 MW, Los Planetas I con 4.8 MW y el Fraile con 5.3 MW, indicados en el documento "Definición de Política y Criterios para la revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011" elaborado por la Secretaría Nacional de Energía. Esta misma situación se presenta para los análisis correspondientes a los años 2012, 2013 y 2014. Favor aclarar la razón por la cual existe dicha discrepancia con relación al documento elaborado por la Secretaría Nacional de Energía.

Atentamente,
AES Panamá, S. A.

Jaime Tupper Bracho
Presidente

Dirección Ejec. de Operación Integrada	
Recibido:	
Fecha:	20/1/11
Hora:	9:32 a.m.

AES - Dirección Jurídica

GDF SUEZ Energy Central America

REF: BLM-GC-004-2011
Estudos Básicos Plan de Expansión 2011 18 de enero de 2011

Ingeniero
Fernando Marciscano
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A
Ciudad.

Estimado ingeniero Marciscano:

En atención a su nota ETE-DEOI-PLAN-006-2011 del 03 de enero de 2011, mediante la cual solicita las observaciones y/o comentarios que BLM tenga a bien realizar a los Estudios Básicos correspondientes al Plan de Expansión del año 2011, le remitimos el siguiente comentario:

- En el documento titulado "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión" del SIN, específicamente en la sección "Otros Lineamientos" punto 3, literal d), página 7, observamos la utilización de un costo de transporte para el combustible Carbón de 6.50 $/ton, costo que se aleja mucho de los precios reales de mercado, los cuales son del 25 y 30 $/ton.

Agradecemos la atención que brinden a esta nota.

Atentamente,

Philippe Delmotte
Gerente General

cc: Ing. Randall Pereira

ETESA
GERENCIA DE PLANEAMIENTO
Recibido por
Fecha. 24/1/11
Hora. 9:45 a.m.

Bahía Las Minas Corp
Mezanine, Edificio Torres de las Americas,
Calle Punta Darién y Punta Coronado, Urb. Punta Pacífica ,
Republica de Panamá
tel. (507) 216 9900 - fax (507) 216 9915
www.gdfsuez.com

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DEOI-PLAN-006-2011
3 de enero de 2011

Ingeniero
Philippe Delmotte
Gerente General
BAHÍA LAS MINAS CORP.
E. S. D.

Estimado ingeniero Delmotte:

En cumplimiento a lo estipulado en el Artículo 19 de la Ley No. 6 de febrero de 1997 y el Artículo 75, Literal c) del Reglamento de Transmisión (RT), aprobado por la ASEP mediante la Resolución JD-5216, le adjuntamos para sus observaciones y/o comentarios un disco compacto (CD) de los Estudios Básicos, correspondiente al Plan de Expansión del año 2011.

Con la finalidad de cumplir con los plazos establecidos en el Reglamento de Transmisión, le agradecemos que nos remita cualquier comentario que tenga a más tardar el 18 de enero del año en curso.

Atentamente,

Fernando A. Marciscano R.
Gerente General

Adjunto: Lo indicado

Recibido 31/12/10

Ave. Ricardo J. Alfaro Edif. Sun Towers Mall: Piso 3 - Tel: (507) 501-3800 • 501-3809 • 501-3810 - Fax: (507) 501-3506
CND: (507) 230-8100 T. Muerto: (507) 501-8900 Apartado Postal 0816-01552 - Panamá, Rep. de Panamá

GDF SUEZ Energy Central America

REF: IDB-GC-002-2011
Estudios Básicos Plan de Expansión 2011

18 de enero de 2011

Ingeniero
Fernando Marciscano
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A
Ciudad.

Estimado ingeniero Marciscano:

En atención a su nota ETE-DEOI-PLAN-0014-2011 del 03 de enero de 2011, mediante la cual solicita las observaciones y/o comentarios que Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A tenga a bien realizar a los Estudios Básicos correspondientes al Plan de Expansión del año 2011, le indicamos que no tenemos comentarios a dichos estudios.

Agradecemos la atención que brinden a esta nota.

Atentamente,

Philippe Delmotte
Gerente General

ETESA
GERENCIA DE PLANEAMIENTO
Recibido por
Fecha. 19/1/2011
Hora. 3:52pm

cc: Ing. Rendal
Engt. Pereira

Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A.
Mezanine, Edificio Torres de las Américas,
Calle Punta Darién y Punta Coronado, Urb. Punta Pacífica ,
Republica de Panamá
tel. (507) 216 9900 - fax (507) 216 9915
www.gdfsuez.com

19-ene-11

Paso Ancho
HYDRO POWER

Edificio American Internacional – 1er Piso
Calle 50 y Avenida Aquilino de la Guardia
Ciudad de Panamá
Teléfono 263-4337
Fax 263-3766

Ing. Oscar Rendón
19/ENE/2011
c: Ing. D. Pereira

Nota No. PAHP-009-2011

Panamá, 18 de enero de 2011

Ingeniero
Fernando Marciscano
Gerente General
ETESA
E. S. D.

Referencia: Respuesta a nota No. ETE-.DEOI-PLAN-018-2011

Estimado Ing. Marciscano:

Sean mis primeras líneas extensivas de un cordial saludo.

En atención a la nota en referencia, mediante la cual nos solicitan la revisión u observaciones del Plan de Expansión del año 2011, tenemos a bien comentarles que mediante notas remitidas con anterioridad a ETESA hemos expresado nuestro interés en conectarnos y convertirnos en Usuarios Directos de la nueva Subestación Concepción. En estos momentos nos encontramos terminando de completar los Estudios de Viabilidad de Interconexión y el Estudio de Cortocircuito y Protecciones, los cuales estaremos entregando en los próximos días, y con cuyo trámite formalizaremos nuestra solicitud de conexión.

Para efectos de podernos conectarnos a la Subestación Concepción, hemos previsto por ahora una línea de 32 kilómetros en 34.5KV, que va desde la Subestación Volcán hasta la Estación Macano. Los detalles de la configuración de la línea se entregarán junto con los Estudios próximos a entregar.

Con base en lo anterior, les agradecemos se sirvan incorporar en el Plan de Expansión de 2011 la línea que construiremos para conectarnos a la Subestación Concepción.

Sin otro particular, se suscribe de usted.

Atentamente,

Lic. Betty Malca
Gerente de Gestión

Dirección Ejec. de Operación Integrada
Recibido: Miriam
Fecha: 19/1/2011
Hora: 3:44 p.m.

19/1/2011 9:14 AM

RESPUESTA A COMENTARIOS DE ASEP Y AGENTES

A continuación nuestra respuesta a los comentarios recibidos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y Agentes del Mercado a los Estudios Básicos del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011:

Respuesta a comentarios de la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (Nota DSAN-0157-11)

Estudio de la Demanda

1. Se minimizo en el informe la referencia al fenecido Plan Bombillo, de manera que solo quede documentado el mismo, en los anteriores PESIN 2009 y 2010.

2. Con respecto al cambio del año Base 1982 por 1996, aceptamos la misma como una sugerencia para implementar en el PESIN 2012, en razón que un cambio de base requiere de un cambio total de la hoja de cálculo general del Modelo.

   De implementar un cambio en la hoja de cálculo general del Modelo, puede llevar a situaciones inesperadas que retrasarían el proceso general de desarrollo del Plan de Expansión. Sería necesario cambiar todo el documento, anexos y cuadros auxiliares, donde toda la información ha sido referenciada a la fecha, al PIB de 1982 y al IPC de 1987, como indicaron los consultores de PREEICA. De lo contrario, es lo mismo que iniciar, casi desde el principio la elaboración de los Estudios Básicos.

   A la fecha, ya se ha iniciado el proceso de implementar la demanda dentro del Plan Indicativo de Generación (PIGEN), documento que debe estar listo a mediados de marzo, de acuerdo al cronograma establecido de entrega del Reglamento de Transmisión. Por otro lado, los resultados de la Demanda Modificada por el cambio de Bases no se podrían comparar directamente con los PESIN anteriores, pues las regresiones estarían basadas en datos históricos diferentes.

3. Se corrigió la demanda máxima a 1,190.4 MW, al deducir la potencia auto consumida por la ACP.

4. Debido a la depresión global que alejó temporalmente a muchos de los clientes potenciales de los proyectos de tipo residencial, éstos no se han

desarrollado de acuerdo a la programación. Esta situación llevó a atenuar temporalmente las expectativas generadas por el llamado “turismo residencial”, el cual tuvo en el quinquenio anterior un impacto muy positivo especifico en la actividad construcción. Además, se postergaron algunos de los proyectos más grandes que estaban en etapas incipientes de realización, mientras solo se terminaban aquellos que se encontraban más avanzados, o de otro modo, se minimizaban o modificaban las inversiones en etapas de mayor plazo, con los perjuicios inherentes a una de las actividades motoras de la economía, la construcción.

Al presente, existen evidencias dentro del sector de la construcción que indican una reactivación significativa de proyectos y la presentación de algunos nuevos proyectos de lujo. Pero entre los nuevos proyectos en el área de la construcción, predominan los proyectos de tasa preferencial, dirigidas a la población laboral baja y clase media, la cual no incrementa el segmento de población migrante.

5. Dada la incertidumbre generada en la cuantificación de esta población flotante en los últimos dos años, y considerando el impacto marginal que ésta tiene sobre el consumo energético y en ausencia de mayor información, se omitieron los cálculos generados, pues se consideró que el análisis migratorio internacional contempla el fenómeno. Por este motivo, en los escenarios de proyección del PESIN, se decidió utilizar los escenarios de crecimiento de población total del INEC (Boletín Nº 7, Estimaciones y Proyecciones de la Población Total del País, por Sexo y Edad 1950 – 2050).

6. En este punto es necesario mencionar que, aunque en el mes de mayo pasado, se realizaron los Censos del año 2010, el XI de Población y el VII de Vivienda, a la fecha de elaboración de este informe, en el mes de diciembre, no estaba disponible la información básica o preliminar de los mismos. Aun a fines de del mes de febrero del presente año, los datos publicados del Censo del 2010, son muy someros, entre ellos, solo resultados básicos, sin mayores características, especialmente de población urbana, rural, etc.

7. Hasta donde fue posible se actualizó la data económica. Se ha utilizado el informe económico del MEF, de agosto de 2010.

8. Igual respuesta que el punto anterior.

9. Este punto tiene referencia con lo expuesto por ETESA en los puntos anteriores.

10. Información relevante sobre mega proyectos estatales fue agregada en el acápite respectivo. Información sobre las expectativas del Aeropuerto de Tocumén se consolidaron en una data total de proyectos estatales con relevancia en el futuro consumo eléctrico, en un cuadro resumen. (Tabla 1.24).

11. Aunque el efecto de la data preliminar del año 2010 se explicaba en la página 17 del Informe, se ampliaron estas consideraciones con el fin de aclarar en la página 10, que a la fecha se estima un grado de desviación promedio de 4%, o sea, un nivel de confianza de 96%.

12. Con respecto, a la falla mencionada del Modelo en la proyección del Sector Oficial, es necesario mencionar que de cinco Test que verifica cada proyección de los sectores principales de consumo, solo el test Jarque Bera no cumple con el nivel de confianza de 85%. Este test estadístico mide la simetría de la data, o sea, qué distribución de los mismos reflejan diferente peso de los valores con respecto a los extremos centrales de la normal. Los otros estadísticos son excelentes, tal que el coeficiente de correlación ajustado es de 99.2%

Estándares Tecnológicos y Costos de Transmisión

13. Es necesario recordar que el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) 2010 fue modificado y actualizado según comentarios realizados por ASEP mediante nota DSAN-2239-10 enviada el 6 de octubre de 2010. Dentro de las actualizaciones realizadas, se verificaron las fechas de entrada de operación de los proyectos “Adición al T3 de Chorrera”, “S/E las Guías 230 KV”, “Refuerzo Santa Rita – Panamá II” y “Refuerzo Guasquitas – Changuinola”. Se recomienda verificar dichas fechas con la última revisión realizada al Plan de Expansión 2010, entregada a la Autoridad Nacional de Servicios Públicos el 22 de Noviembre de 2010, la cual ha sido aprobada mediante resolución AN N° 4260-Elec.

14. En los análisis para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión, se estará actualizando el cuadro de “demanda máxima de participante y distribución por Barra”. En el mismo se tomara en cuenta el comentario y

se añadirán proyectos futuros como lo es la Subestación de 24 de diciembre de ENSA.

15. Se ha actualizado la información mostrada en el cuadro.

Respuesta a comentarios de Bahía las Minas Corp.
(Nota BLM-GC-004-2011)

Se tomará en cuenta su comentario sobre el costo real de mercado de 25 – 30 $/ton para el transporte de carbón.

Respuesta a comentarios de Paso Ancho Hydro Power
(Nota PAHP-009-2011)

En los análisis que se realizarán del Plan de Expansión de Transmisión, que se entregarán en mayo de 2011, se incorporará la central hidroeléctrica Paso Ancho a la Subestación Boquerón 3.

Respuesta a comentarios de AES Panamá
(Nota AES-DAC-01-2011)

1. Con relación a los costos unitarios de líneas de transmisión, se hizo una revisión de los mismos y se realizaron ajustes, quedando estos costos entre un 5 a 10 % superior a los costos del año 2010, como se aprecia en la siguiente tabla:

Costos Unitarios de Líneas B/./km (Miles)			
Líneas	**Plan 2011**	**Plan 2010**	**Diferencia**
115 KV			
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	166.65	151.74	10%
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	213.26	197.79	8%
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	244.56	232.65	5%
230 KV			
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	297.11	271.36	9%
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	180.56	169.35	7%
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	276.40	261.96	6%
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	221.66	209.50	6%
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	344.98	328.02	5%
Doble Circuito 2 cond. por fase 750 ACAR	500.42	478.27	5%
Circuito Sencillo 2 cond. por fase 750 ACAR en torres para doble cto.	374.51	356.03	5%
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	231.32	218.92	6%
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	310.71	294.67	5%
Repotenciación 230 KV Circ. Sencillo	88.50	60.59	46%
Repotenciación 230 KV Doble Circuito	172.49	141.07	22%

2. En el caso de costos se subestaciones, igualmente se realizó una revisión de los costos de licitaciones recientes y se hicieron algunos ajustes. Los nuevos costos se aprecian en la siguiente tabla:

Costos Unitarios de Subestaciones B/.			
	Plan 2011	**Plan 2010**	**Diferencia**
Adición 1 int. 115 KV	1,074,319	1,229,403	-13%
Adición 2 int. 115 KV	1,843,378	2,112,969	-13%
Adición 3 int. 115 KV	2,907,310	3,330,485	-13%
Adición 1 int. 230 KV	1,579,837	1,756,787	-10%
Adición 2 int. 230 KV	2,743,062	3,019,780	-9%
Adición 3 int. 230 KV	4,322,899	4,776,567	-9%

Efectivamente resulta en una disminución de entre un 9 – 13 % con respecto a los costos del año 2010. Esto es debido a que en las últimas licitaciones realizadas por ETESA se han conseguido precios más bajos en cuanto a los principales equipos de subestaciones, tales como interruptores, cuchillas, PT, CT, pararrayos, transformadores, etc.

3. Con relación a los proyectos hidroeléctricos incluidos en los estudios de corto plazo, los mismos no corresponden exactamente con los indicados en el documento “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011” de la Secretaria Nacional de Energía ya que los análisis aquí presentados están realizados con base a las fechas de los proyectos, tal como estaban en el Plan de Expansión del año 2010. Cabe mencionar que dicho documento de la SNE fue recibido el 29 de diciembre de 2010. En el Plan de Expansión de

Transmisión, en el que se analiza tanto el corto como largo plazo, se tomarán en cuenta estas nuevas fechas de los proyectos.

Respuesta a comentarios de ENSA
(Nota DI-ADM-002-2011)

Comentarios Generales:

1. En los Estudios Básicos solo se presenta el pronóstico de demanda, la comparación con la capacidad instalada se hace en el Plan Indicativo de Generación.

2. Los estudios de corto plazo presentados están basados en los resultados del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional y toman en cuenta los proyectos de repotenciación de líneas de dicho plan, en el cual se dieron las explicaciones de estas obras. De todos modos, se incluirá una breve explicación de la capacidad de transmisión de las líneas.

3. Igual respuesta que el punto anterior.

4. Lo solicitado no forma parte de los Estudios Básicos sino del Plan de Expansión de Transmisión, el cual se entrega en mayo de 2011.

Comentarios Específicos:

1. En los análisis del Plan de Expansión de Transmisión se incluirá la nueva Subestación 24 de Diciembre de ENSA.

2. El esquema de subestación en anillo con posibilidad de migrar a interruptor y medio es un esquema que ya tiene ETESA en varias subestaciones.

3. Con relación a los interruptores, existen subestaciones de ETESA con interruptores de tanque muerto, como el caso de Chorrera, aunque la mayoría de las subestaciones tienen de tanque vivo. Todos los interruptores son de SF6, los cuales son ampliamente utilizados a nivel mundial.

4. En la actualidad algunos circuitos de ETESA ya cuentan con protecciones primarias diferenciales de corriente. Se pueden tomar como referencia los circuitos 230-9A, 230-9B (producto del seccionamiento en Subestación Boquerón 3) y el 230-21 (interconexión Changuinola – Cahuita) en los que se ha implementado este tipo de protección y se está considerando su implementación en las futuras expansiones a la Red de Transmisión.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011 – 2025

Tomo I
Estudios Básicos

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-146-2011

29 de Junio de 2011

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro. Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 · www.etesa.com.pa

CONTENIDO

TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS 5
Capítulo 1: Proyección de Demanda 6
1.1 INTRODUCCIÓN 6
1.2 SUMARIO 7
1.3 METODOLOGÍA Y ALCANCE 9
1.3.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS 10
1.3.2 MODELOS SECTORIALES 12
1.3.3 EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2009) 15
1.3.4 CAMBIOS EN EL MODELO ORIGINAL 22
1.3.4 CAMBIOS FUTUROS EN EVALUACIÓN. 24
1.3.5 ALCANCE DE LAS PROYECCIONES 24
1.4 EVOLUCION RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO 27
1.4.1 INDICADORES SOCIOECONÓMICOS 29
1.4.2 INDICADORES ELÉCTRICOS 45
1.5 INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO. 65
1.6 MEGA PROYECTOS ESTATALES 67
1.7 CAMPAÑA DE AHORRO ENERGÉTICO 85
1.8 CURVAS TÍPICAS 86
1.9 PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS 98
1.9.1 ESCENARIO MEDIO O MODERADO 101
1.9.2 ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA 102
1.9.3 ESCENARIO BAJO O PESIMISTA 103
1.9.4 ANALISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS 104
1.9.5 DESAGREGACIÓN POR BARRA 109
1.10 CONCLUSIONES 111
1.11 REFERENCIAS 115
Capítulo 2: Estándares Tecnológicos y Costos de Transmisión 116
2.1 INTRODUCCIÓN 116
2.2 CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES 116
2.2.1 Líneas de Transmisión 117
2.2.2 Subestaciones 121
2.3 COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN 125
2.3.1 Líneas 125
2.3.2 Subestaciones 129
Capítulo 3: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo 136
3.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2011 136
3.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 136
3.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO 136
3.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS 137
3.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD 137
3.1.5 ANÁLISIS MODAL 138

3.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2012 138
3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 138
3.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO 138
3.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS 139
3.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD 139
3.2.5 ANÁLISIS MODAL 140
3.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2013 140
3.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 140
3.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO 141
3.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS 141
3.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD 141
3.3.5 ANÁLISIS MODAL 142
3.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2014 142
3.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 142
3.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO 142
3.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS 143
3.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD 143
3.4.5 ANÁLISIS MODAL 143
3.5 NIVELES DE CORTOCIRCUITO 144

ANEXOS

Anexo I-1	Fundamentos Teóricos de Regresión Lineal Múltiple.
Anexo I-2	Bondad de Ajustes Econométricas y Regresiones Sectoriales.
Anexo I-3	Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo.
Anexo I-4	Pronósticos del Producto Interno Bruto de Panamá, años 2011-2025.
Anexo I-5	Perspectivas Mundiales del Precio del Crudo de Petróleo.
Anexo I-6	Costos, Selección del Conductor y Requerimientos de Protección.
Anexo I-7	Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional de la Secretaría Nacional de Energía.
Anexo I-8	Resultados de Flujo de Potencia, Estabilidad Transitoria y Cortocircuito.
Anexo I-9	Modelos Dinámicos
Anexo I-10	Comentarios de ASEP y Agentes
Anexo I-11	Respuesta a Comentarios de ASEP y Agentes

TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS

En el Reglamento de Transmisión se establece que ETESA deberá incluir en el Plan de Expansión una sección denominada “Estudios Básicos”, la cual deberá contemplar:

- Pronósticos de Demanda para los próximos 15 años
- Escenarios de Suministros y Criterios de Planificación
- Estándares tecnológicos y Costos de Componentes del Sistema de Transmisión
- Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de Corto Plazo
- Niveles de Confiabilidad previstos en los distintos nodos del Sistema Principal de Transmisión
- Análisis Dinámico del funcionamiento del Sistema Principal de Transmisión, que asegure el cumplimiento del criterio de seguridad N - 1

Capítulo 1: Proyección de Demanda

1.1 INTRODUCCIÓN

Este informe contiene los pronósticos de demanda de energía eléctrica, necesarios para las actualizaciones de los planes de Expansión1, en cumplimiento a lo estipulado, en el Reglamento de Transmisión (RT) aprobado por la Resolución JD-5216, de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones posteriores

Los pronósticos de demanda descritos en este informe serán utilizados en la revisión del Plan de expansión 2011-2025. Tal, como lo establece el RT se incluyen los datos, detalles metodológicos, resultados intermedios y finales de pronóstico de energía y potencia, a nivel del Sistema Principal de Transmisión y su desagregación al nivel de barras, de acuerdo con los requerimientos de los distintos estudios del Plan de Expansión.

La base metodológica es un modelo econométrico de regresión lineal, desarrollado con la asistencia técnica del Proyecto Regional de Energía Eléctrica para el Istmo Centroamericano (PREEICA). El modelo proporciona una serie de consumo de energía eléctrica, por sectores de consumo, con su correspondiente serie de demanda máxima total asociada a dicha energía, para quince años de proyección.

De acuerdo a lo estipulado en el Reglamento de Transmisión, se desagrega la demanda máxima y mínima y el factor de potencia, por barra del Sistema Principal de Transmisión, con base en las curvas típicas y simultaneidad de la demanda, provenientes de la base de datos estadísticos históricos del Centro Nacional de Despacho (CND) y de las Empresas Distribuidoras. En los casos que no se cuenta con información estadística histórica, se asumen comportamientos de áreas similares atendidas. Adicionalmente, de acuerdo a solicitud de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se incluye una desagregación del estimado de demanda, por distribuidora.

En primera instancia, se describe la metodología utilizada y el alcance de las proyecciones de consumo de energía eléctrica; luego, se reseñan los indicadores socioeconómicos y eléctricos que afectan dicho consumo y las premisas de los escenarios de proyección. Finalmente se presentan las proyecciones de consumo total y sectorial anual de energía eléctrica y la demanda máxima anual de potencia eléctrica.

[1] Durante los años 2002-2005, de acuerdo a la resolución JD-2627, las actualizaciones de los Planes de Expansión se realizaban con base a los pronósticos provenientes del Informe Indicativo de Demanda elaborado anualmente, por el Centro Nacional de Despacho.

1.2 SUMARIO

Estas proyecciones de demanda, indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar tasas de crecimiento, por el orden de 5.7 a 6.0% promedio anual, para todo el periodo de análisis, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 5.6 a 5.8%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

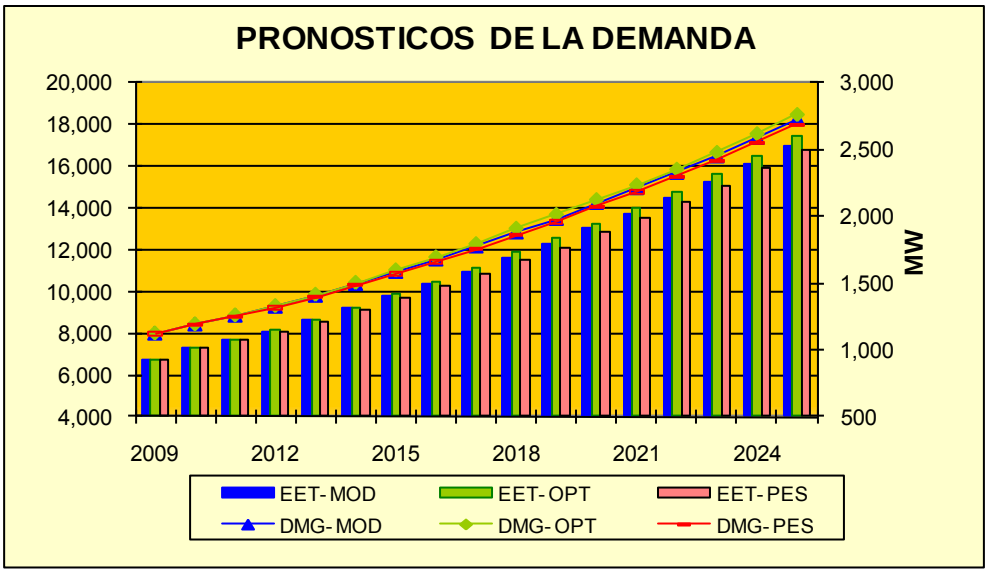


Figura 1.1

Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las recientes perspectivas económicas de índole positiva de Panamá, en especial el resultado de los años 2006 – 2008, con crecimiento superiores a los promedios históricos, una tasa de 10.7% sostenida anual. Basados en factores dinámicos externos, como el desarrollo del transporte marítimo y a las actividades de servicio conexas al Canal, resultado de un comercio mundial en expansión, y al efecto del boom inmobiliario producto del desarrollo de viviendas de alto costo dirigido a extranjeros.

Luego de pasado el reciente retroceso económico del año anterior 2009, donde el país solo logro alcanzar un 3%, a la sombra de de una crisis mundial económica, que le introdujo en el corto plazo, significativas incertidumbres al proceso de pronóstico de la economía nacional.

Sin embargo, la mejora de la perspectiva económica global, fundamentada en la recuperación de la economía norteamericana y de la reorientación al camino positivo de la mayor parte de las economías europeas, a partir del tercer trimestre del año 2009, prevén un nuevo repunte económico nacional, el cual se vislumbra a partir del presente año 2010, donde se espera registrar

al final del año una tasa entre 6.8 y 7.2%. O sea, un nuevo cambio a la tendencia positiva, probablemente el inicio de un nuevo ciclo de crecimiento.[2]

Por consiguiente, el pronóstico para los años 2011-2012 de la demanda eléctrica en el país, se fundamentan principalmente en factores a lo interno de la economía nacional, liderizados por los trabajos de ampliación del Canal, de la ejecución de los proyectos estatales de infraestructura y de fuerzas dinámicas al entorno interno de manera que se mantenga el impulso del reciente y sostenido salto de la economía nacional. Aunque, con el tiempo el efecto de la lenta pero sostenida recuperación del comercio mundial en el 2011 y por ende la recuperación de la Zona Libre y sus actividades conexas, así como del crecimiento del turismo internacional, deben volver a ser los motores principales del nuevo impulso económico.

Para el corto plazo (2011-2014), los cálculos reflejan crecimientos más altos, entre 5.9 y 6.3%, según la ocurrencia de escenarios moderado, optimista o pesimista, respectivamente. En el largo plazo (2015-2025), las tasas de crecimiento son levemente más moderadas, 5.7 y 5.9%, respondiendo a escenarios más conservadores con respecto a los parámetros económicos.

Los escenarios analizados se califican de conservadores, debido a las restricciones que le impone la serie histórica, sin precedentes de crecimientos sostenidos similares, a los rangos resultantes del corto plazo.

SIN CONSIDERAR AHORRO ENERGÉTICO						
PERIODO	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESISMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2011-2014)	6.03%	5.94%	6.28%	6.10%	5.89%	5.80%
LARGO PLAZO (2015-2025)	5.72%	5.59%	5.90%	5.64%	5.66%	5.52%
ANALISIS (2011-2025)	5.82%	5.70%	6.03%	5.78%	5.73%	5.61%

Tabla 1.1

Lo inédito en el Pronóstico de Demanda 2011-2025, es la incorporación de la carga futura de magnos proyectos de infraestructura, por parte del Estado, a partir del año 2013, en donde destacan el Proyecto integral de Saneamiento de la Bahía de Panamá y la construcción de un sistema de transporte masivo para la Capital del País, "El Metro", adicional a otros nuevos proyectos estatales, en vías de realización, para su desarrollo dentro del periodo de análisis.[3]

[2] De acuerdo a la Fondo Monetario Internacional (FMI), Panamá alcanzara una tasa sostenida anual de 6.6%, en el quinquenio (2010-2014). Noviembre, del 2010.

[3] Construcción de la nueva Ciudad Gubernamental, Fases de expansión de la Cinta Costera de la Ciudad de Panamá, construcción de la fase final de la Autopista Panamá Colon (Santa Rita – Colón), y otras obras estatales propuestas, las cuales se encuentran a la fecha, a nivel de perfil.

1.3 METODOLOGÍA Y ALCANCE

Estimar la demanda futura de energía eléctrica es una tarea compleja que requiere el análisis detallado de múltiples factores que inciden en su comportamiento. Todas las metodologías coinciden en que la evolución de la población, de la actividad económica y de los precios son los factores más significativos que afectan la demanda de energía eléctrica, los cuales, de alguna manera, son producto de los procesos tecnológicos y de la situación socioeconómica y política.

Existen básicamente dos tipos de métodos para pronosticar la demanda de la energía eléctrica, (analíticos y econométricos). Todos los métodos requieren de información histórica estadística, cuyo proceso de recolección y análisis es fundamental en el proceso proyección.

Los modelos econométricos, generalmente de regresión múltiple, se basan en una función estadística de correlación de una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena, respecto a varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas. En este caso, se correlaciona el volumen de las ventas de energía eléctrica con variables socioeconómicas.

Los modelos analíticos se basan en los análisis de carga, mediante los cuales se pronostica la demanda de energía eléctrica para cada tipo de consumidor, en función de su carga eléctrica instalada y del factor de uso de dicha carga. En el caso residencial, por ejemplo, se determina, mediante encuestas, en que se determinan los tipos y la cantidad de electrodomésticos usados en una vivienda típica rural y urbana, y de forma indirecta se estima el consumo típico de energía eléctrica, por hogar.

Este método estadístico implica encuestas y análisis de información detallada, generalmente no disponible con la periodicidad requerida para proyecciones de corto plazo. Por ejemplo, la "Encuesta de Hogares", realizada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censo (INEC), adscrito a la Contraloría General de la República (CGR), la cual es realizada cada 10 años. Este tipo de modelo es preferido por las empresas de distribución y comercialización, ya que el conocimiento de las características de sus clientes es primordial para el manejo de la demanda a ese nivel.

En cambio, ETESA utiliza un modelo econométrico desarrollado específicamente por PREEICA para el sistema eléctrico nacional, con el fin de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica. Demanda, basada en la disponibilidad anual de información histórica del Producto Interno Bruto (PIB) y de otras variables socioeconómicas, en conjunto con las proyecciones de población elaboradas por el INEC; y el volumen de ventas de energía eléctrica, global y sectorial, recopilado por la Comisión de Política Económica (COPE)[4], la ASEP y/o las distribuidoras.

En razón, a costos, flexibilidad e integración estadística, PREEICA prefirió diseñar en una hoja electrónica de cálculo, un modelo estadístico, el cual ejecuta el análisis de regresión múltiple,

[4] Con la Ley 52 del 30 de julio de 2008, las funciones de la COPE serán parte de la Secretaría de Energía.

integrando en un solo archivo, la información histórica, los escenarios de proyección y los pronósticos resultantes.[5]

Adicionalmente, como se puede apreciar en la evaluación de los pronósticos elaborados en los años 2005-2007, el modelo estadístico seleccionado indica una capacidad predictiva con un nivel de confianza promedio de 98%. Para los años 2008- 2009 este nivel de confianza ha disminuido a un promedio no menor de 96%. Parámetro de confianza más que aceptable para el corto plazo, lo cual permite calificar esta predicción entre bueno y excelente. En el largo plazo, las proyecciones de consumo y potencia de la energía eléctrica, dada la dinámica del sector, se constituyen en una aproximación futura de múltiples probabilidades.

El análisis de confianza de corto plazo, con datos preliminares, compendiados algunos hasta el mes de octubre y otros que solo presentan cifras hasta el primer semestre del año 2010, confirma una capacidad predictiva no menor de 96%.

1.3.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

La regresión lineal múltiple se puede definir como una función estadística de dependencia lineal entre una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena (Y) y varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas (X).

$Y = f_{Lineal}\ (X) = X\ ß$
Y= Variable explicada
X= Variable explicativa
ß = Parámetros de regresión.

Para desarrollar el modelo de regresión lineal múltiple, utilizado en estas proyecciones, se siguieron seis pasos generales. En primer lugar, se establecieron las hipótesis estadísticas que se quieren aceptar o rechazar, consistentes con la realidad panameña y la disponibilidad de información. En el segundo paso, se tradujeron estas hipótesis en un modelo matemático de regresión lineal múltiple, con notación matricial de variables explicadas, explicativas y se calcularon los parámetros de regresión respectivos.[6] En tercer lugar, se realizaron pruebas estadísticas de bondad de ajuste. Finalmente, en el cuarto y último paso se pronosticaron las variables explicativas y se calcularon las proyecciones de las variables explicadas. En el Anexo I -1 se presentan los detalles metodológicos de cada paso.

[5] Este modelo, realiza en la práctica, el mismo análisis que los programas estadísticos E-VIEWS 4.1 o XLSTAT-Pro 6.1.9, herramientas comerciales de Pronósticos.

[6] Variable **explicativa** o independiente es aquella que es manipulada por el investigador con el objeto de estudiar como incide sobre la variable dependiente o **explicada**.

Siguiendo el método de análisis de regresión lineal de los programas estadísticos E-VIEWS 4.1 y XLSTAT-Pro 6.1.9, los consultores de PREEICA, seleccionaron los siguientes cinco criterios estadísticos para verificar la bondad de ajuste de cada modelo de regresión lineal múltiple:

Correlación de variables: El coeficiente de correlación (R^2) mide el porcentaje del cambio de una variable dependiente explicado por el cambio de las variables independientes, a través de un modelo de regresión lineal múltiple. Entre más cercano a uno mejor es el ajuste. El coeficiente de correlación ajustado (R^2_{adj}) es menor pero más realista, pues tiene en cuenta el número de variables explicativas. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de correlación ajustado es mayor o igual a 90%.

$90\% \leq R^2_{adj} \leq 100\%$

Autocorrelación de observaciones: El coeficiente de auto correlación Durbin-Watson (d) mide el grado de correlación entre los residuos de observaciones sucesivas. Si es cercano a dos no hay autocorrelación, si es cercano a cero o cuatro hay autocorrelación positiva o negativa respectivamente. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de autocorrelación Durbin-Watson se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual 90%.

$d_U < d < 4 - d_U \quad 1 - \alpha \geq 90\%$

Distribución normal de residuos: Los modelos de regresión lineal se fundamentan en el principio de que los residuos tienen una distribución normal, con un valor esperado de cero. En otras palabras, las diferencias entre los valores reales y los valores estimados deben depender exclusivamente de factores aleatorios. Para este fin, se usa el estadístico Jarque Bera (χ) el cual mide el ajuste normal de los residuos de regresión. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico Jarque Bera (χ) es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$\chi > \chi_\alpha \text{ o } P(\chi_\alpha > \chi) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$

Prueba estadística colectiva: La prueba estadística colectiva, también denominada análisis de varianzas (ANOVA), verifica que los estimadores de un modelo de regresión lineal múltiple no sean simultáneamente nulos. En otras palabras, esta prueba verifica que las variables explicativas sean simultáneamente relevantes dentro de un modelo de regresión. El modelo elaborado por el PREEICA, seleccionó los modelos regresión lineal múltiple cuyo estadístico F es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$F > F_\alpha \text{ o } P(F_\alpha > F) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$

Prueba estadística individual: La prueba estadística individual, también denominada pruebas de intervalos de confianza, verifica que el estimador de una variable explicativa no sea nulo. En otras palabras, esta prueba verifica que cada variable explicativa sea relevante dentro de un modelo de regresión lineal múltiple. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico t-student, se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$-t_{\alpha/2} < t < t_{\alpha/2} \text{ o } P(t_{\alpha/2} > |t|) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$

1.3.2 MODELOS SECTORIALES

Teniendo en cuenta estos cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste, se elaboraron los modelos de regresión lineal múltiple, que mejor explican las ventas históricas de energía eléctrica, en los principales sectores de consumo del sistema eléctrico de Panamá, los sectores residencial, comercial, industrial y oficial. En el Anexo I -2 se presentan las tablas de bondad de ajuste y los modelos sectoriales de regresión lineal múltiple, los cuales se describen a continuación.

Sector Residencial:

Para la proyección del consumo del Sector Residencial se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector residencial con la población urbana y rural de Panamá.7

GWHRES(T) = 0.9895×GWHRES(T-1) + 0.0982×POBURB(T) - 0.1732×POBRUR(T) + 98.7239

Con un nivel de confianza de 85%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector residencial para el año t GWHRES (t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHRES (t-1) y a la población urbana del mismo año POBURB (t), e inversamente proporcional a la población rural del mismo año POBRUR (t). Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

Consecuente con la data histórica de 1970 – 2002, los consultores de PREEICA llegaron a la conclusión que el precio ponderado real de la energía eléctrica, no es relevante, debido a la inelasticidad del consumo de este sector, respecto al precio promedio histórico. Es importante señalar que, a partir del periodo 2002 a la fecha, a efecto de política social, los precios pagados por los consumidores residenciales han recibido subsidios. Dichos subsidios, han ido incrementándose a través del tiempo, originando "ruidos" que se convierten al presente, en un elemento adicional que distorsiona los análisis de la conducta de los consumidores, respecto a los precios reales de la energía eléctrica.

Sector Comercial:

Para el sector comercial, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector comercial con el PIB real representativo de dicho sector y el precio ponderado real de la energía eléctrica en Panamá. El PIB representativo del sector comercial incluye principalmente las actividades compiladas en las actividades de "comercio al por mayor y al por menor", y al consumo correspondiente a los "hoteles y restaurantes". Se incluyen otras actividades, como las "inmobiliarias, empresariales y alquiler", así como la "enseñanza privada".

[7] Como ejemplo se mostrara la ecuación correspondiente al sector residencial, para los años 2011 - 2025, al igual que en los otros sectores.

GWHCOM(T) = 0.9704×GWHCOM(T-1) + 0.1268×PIBCOM(T) - 15.6770×PRETOT(T) + 108.4737

Con un nivel de confianza de más de 90%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector comercial para el año t GWHCOM (t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHCOM (t-1) y al PIB real correspondiente al sector comercial en el mismo año PIBCOM (t), e inversamente proporcional al precio ponderado real de la energía eléctrica del mismo año PRETOT (t). Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

Sector Industrial:

El sector Industrial depende del desarrollo económico del sector manufacturero nacional, así como de su substitución de su producto a efecto de la importación y/o innovación. Con lo cual su valor producto es sustituido por otras actividades económicas, tales como el comercio, la banca, la construcción, el transporte y las comunicaciones.

Teniendo en cuenta esta influencia, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector industrial con el PIB real del sector manufacturero y un PIB real agregado de los siguientes sectores secundarios substitutos: "comercio al por mayor y al por menor"; "hoteles y restaurantes"; "construcción"; "transporte, almacenamiento y comunicaciones"; y "servicios de intermediación financiera".

GWHIND(T) = 0.5124×GWHIND(T-1) + 0.5107×PIBMAN(T) - 0.0141×PIBSUB(T) -130.3493

Con un nivel de confianza de más de 90%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector industrial para el año t GWHIND (t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHIND (t-1) y al PIB real del sector manufacturero en el mismo año PIBMAN (t), e inversamente proporcional al PIB real de los sectores substitutos en el mismo año PIBSUB (t). Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

Sector Oficial:

Finalmente, para el Sector de Consumo Oficial, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector oficial, con el PIB real de Panamá:

GWHOFI(T) = 0.9132×GWHOFI(T-1) + 0.0072×PIBREA(T-1) –7.1681

En el modelo 2011 – 2025, no se puede afirmar con un nivel de confianza de 90%, que las ventas de energía eléctrica en el sector oficial, para el año t GWHOFI (t), son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHOFI (t-1) y al PIB real del año anterior PIBREA (t-1).

Con el límite mínimo aceptable de 85%, el modelo falla parcialmente en dos de las pruebas estadísticas, el correspondiente a la prueba individual en que la constante se sale de límites y en la

prueba del estadístico de regresión en donde el test Jarque Bera no cumple con los niveles de confianza esperados.8

8 Los otros estadísticos de la proyección son excelentes, tal que el coeficiente de correlación ajustado es de 99.2%. El test estadístico Jarque Bera mide la simetría de la data, o sea que distribución de la mismos tienen diferente peso de los valores con respecto a los extremos centrales de la normal.

1.3.3 EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2009)

Con el objetivo de validar la capacidad de predicción del modelo de pronóstico de demanda utilizado, se desarrollo en el plan de expansión del periodo 2007-2021 un análisis comparativo de la proyección del consumo del año 2006, frente a los resultados reales preliminares del mismo año. Las conclusiones fueron que el modelo se desvió en -1.5% de las cifras preliminares de consumo (menores en 130 GWh). Al igual que se origino una desviación de 1%, en cuanto al parámetro de DMG. Pero, luego de compiladas y registradas por la COPE las cifras reales del periodo 2006, mostraron una desviación de solo 75 GWh para un factor de desviación de solo -1.2% y una desviación en demanda máxima de menos del 1%.

En el desarrollo de este análisis, se verifico que los consumos asentados en el subsector "Bloque", como "Grandes Clientes" desde el año 2001,9 correspondían a volúmenes de consumo que habían migrado del sector industrial, transformándose los mismos en "Grandes Clientes".10 Dado que las diferencias de los registro de los sectores "Industrial" y "Bloque" fueron de magnitudes similares inversas (Ejemplo: -54.4 vs 52.4 GWh, del Escenario Optimista), se evidencia esta particular migración del consumo nacional.

En consideración que el modelo de predicción de PREEICA es un modelo de regresión lineal, este cambio en el registro de los consumos introducía distorsiones a las proyecciones de los consumos Industrial y Bloque. Por consiguiente, se procedió a partir de esta fecha, reubicar este incremento del consumo de bloque, en el Plan 2007-2021, como parte del consumo industrial. Este ajuste incrementa la diferencia del modelo con los datos preliminares registrados a la industria, señalando más claramente la tendencia errática de este sector, correspondiente a las propias características de evolución de la industria nacional.

Un análisis más exhaustivo de los consumos eléctricos industriales, realizado durante la elaboración del Pronóstico de Demanda 2010 – 2024, evidencia que hasta el año 2004, el sector de consumo de los Grandes Clientes correspondió en su totalidad a consumos de tipo industrial, en un 100%. Pero, desde ese año en adelante este consumo particular fue reduciéndose paulatinamente dentro del segmento de Grandes Clientes desde 95.3, 70.9, 68.3, 67 y 48%, respectivamente del año 2005 a 2009, al ser requerido el consumo por Bloque por clientes que se dedican a otras actividades. La siguiente tabla, Tabla 1.2 muestra la evolución del consumo de los Grandes Clientes.

Por lo cual era incorrecto metodológicamente asignar todo el consumo de Bloque al sector industrial. Por consiguiente a partir del Pronóstico 2010-2024 se distribuyen los consumos de los

[9] PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD. ANEXO A DE LA RESOLUCIÓN No. JD-3233. Del 1º de julio de 2001 – 30 de junio de 2005.

[10] En primera instancia, el registro de los "Grandes Clientes" durante el periodo 2001-2006 correspondían a CEMEX, Cemento Panamá, y empresas agroindustriales del Grupo MELO.

grandes clientes, sectorialmente de acuerdo a la función principal a que se dediquen los grandes clientes.

CONSUMO GRAN CLIENTE
ANUAL 2001 - 2010 POR MES
EN MWh

AÑOS	CONSUMO POR TIPO						CONSUMO TOTAL GRAN CLIENTE		PARTICIPACION		
	INDUSTRIAL		COMERCIAL		BLOQUE						
	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	CONSUMO TOTAL	IND	COMERCIAL	BLOQUE
2001	2	50,196.7					2	50,196.7	*100.0%*		
2002	2	70,784.1					2	70,784.1	*100.0%*		
2003	2	74,372.9					2	74,372.9	*100.0%*		
2004	7	98,610.0					7	98,610.0	*100.0%*		
2005	7	83,188.0	2	1,649.0			9	84,837.0	*98.1%*	*1.9%*	
2006	5	34,267.0	3	14,039.0			8	48,306.0	*70.9%*	*29.1%*	
2007	1	35,211.0	3	16,310.0			4	51,521.0	*68.3%*	*31.7%*	
2008	1	36,343.0	3	17,903.0			4	54,246.0	*67.0%*	*33.0%*	
2009	1	36,848.2	8	20,481.0	3	23,112.6	12	80,441.8	*45.8%*	*25.5%*	*28.7%*
2010	2	100,210.6	8	18,499.8	2	43,880.6	12	162,591.0	*61.6%*	*11.4%*	*27.0%*
TOTAL		**620,031.5**		**88,881.8**		**66,993.2**		**775,906.5**	*79.9%*	*11.5%*	*8.6%*

(*) A partir del mes de octubre de 2009 el item comercial Ricamar corresponde a a la totalidad de los puntos de entrega o Grandes Clientes que corresponden a varios Supermercados de la Cadena 99 :
S99 Los Andes, S99 La Cabima, S99 El Dorado, S99 Puerto Escondido, S99 Los Pueblos, S99 Ricamar

Tabla 1.2

Continuando con esta validación, se revisaron los pronósticos de los planes del año 2005 a la fecha, con el fin de verificar la bondad de la previsión del modelo diseñado por PREEICA, en el respectivo plan de expansión de cada año. Fecha inicial del periodo, que por instrucciones del Regulador, fue necesario que ETESA presentara anualmente su propio pronóstico de la demanda, que se complemente con el Informe Indicativo de la Demanda, elaborado por el CND. Como resultado, hasta el año 2007, los resultados históricos reales con respecto a las proyecciones anuales del modelo muestran en promedio desvíos menores a 3%.

Con respecto al pronostico 2008-2022, el desvío promedio del escenario Moderado y Optimista, con las cifras preliminares del año 2008 se cuantificaron en 295 GWh, un 4.6% para la energía y 1.6% para la DMG. Pero al compararlo con las cifras reales documentadas el desvío de la energía llego a 454 GWh o sea un 7.3%. Este desvío documentado se focalizaba en el monto de pérdidas global del sistema, registrado en una cantidad de 777 GWh, lo que resultaba en una diferencia promedio de más de 200 GWh, una caída considerable con respecto a los registros de pérdidas de los últimos años.

Esta fuerte reducción en el rubro de pérdidas totales del sistema, para el año 2008 requería de un análisis adicional, lo cual se evidencio en el análisis del pronóstico anterior, años 2010 – 2024, en

una corrección apreciable, a 924.3 GWh. 11 Con lo cual el desvió ajustado en el consumo eléctrico global se modifico a 4.8 %

De lo que se deduce, que el modelo de demanda PREEICA, presenta desviaciones importantes de las proyecciones de consumo, residencial, perdidas y en el global, con respecto a los datos reales registrados para los años 2008 y 2009.

En el cuadro de la página siguiente se presenta la validación utilizada para el ultimo pronóstico 2010-2024, en el cual se comparan los estimados de pronósticos de los consumos sectoriales, del primer año del Pronóstico del Modelo de PREEICA del año anterior, con los resultados preliminares del año en curso en primera instancia y en segunda instancia cuando se obtienen los registros reales.

Como ejemplo, para el primer año de proyección del Plan de Expansión 2010-2024, se presentaron diferencias, nominales y porcentuales, respecto a los datos preliminares del año 2010. Los cuales se encontraban compendiados algunos hasta el mes de octubre y otros datos solo presentan cifras hasta el primer semestre del año en curso. Para lo cual se proyectan los meses restantes del año analizado, en concordancia al comportamiento promedio de los consumos de estos meses en los últimos cinco años

[11] El error consistía, en la consideración que se tomo como exportación el saldo del intercambio del sistema (-73.4 GWh), en vez que la misma era realmente de importación de energía (73.4 GWh), durante el año 2008.

VARIABLE	CONSUMO 2010 (GWh o MW)		
	PROYECCIÓN		2010 (E)
	ESCENARIO MODERADO	ESCENARIO OPTIMISTA	Octubre Projectado
Residencial	1,931.5	1,931.4	1,930.7
Comercial	2,697.5	2,701.8	2,697.8
Industrial	567.8	570.2	652.0
Oficial	774.9	776.1	772.2
Alumbrado	142.6	142.8	135.9
Autoconsumo	6.3	6.3	4.7
Bloque	121.0	121.0	78.9
Otros	9.7	9.7	7.6
Pérdidas	825.7	806.4	1,027.4
TOTAL	**7,077.0**	**7,065.7**	**7,307.2**
DMG	**1,142.6**	**1,140.8**	**1,190.4**

DESVIACION (Proyección menos Real Preliminar)

VARIABLE	ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO ALTO		PROMEDIOS	
	GWh o MW	%	GWh o MW	%	GWh o MW	%
Residencial	0.8	0.0%	0.7	0.0%	0.8	0.0%
Comercial	-0.3	0.0%	4.0	0.1%	1.8	0.1%
Industrial	-84.2	-12.9%	-81.8	-12.5%	-83.0	-12.7%
Oficial	2.7	0.3%	3.9	0.5%	3.3	0.4%
Alumbrado	6.7	4.9%	6.9	5.1%	6.8	5.0%
Autoconsumo	1.6	34.0%	1.6	34.0%	1.6	34.0%
Bloque	42.1	53%	42.1	53.4%	42.1	53.4%
Otros	2.1	27.6%	2.1	27.6%	2.1	27.6%
Pérdidas	-201.7	-19.6%	-221.0	-21.5%	-211.4	-20.6%
TOTAL	**-230.2**	**-3.2%**	-241.5	**-3.3%**	-235.8	-3.23%
DMG	**-47.8**	**-4.0%**	-49.6	**-4.2%**	-48.7	-4.09%

Como resultado de este ejercicio se infiere lo siguiente:

a) La desviación promedio del modelo, en el estimado del consumo global de energía, para el año 2010, es de -235.8 GWh lo cual representa un desvío promedio de -3.23%.

b) El estimado promedio de la DMG del pronostico se queda corto en 80.7 MW al registro máximo del año de 1,222.412 La desviación porcentual negativa es de -6.6%. Esta es una desviación aparente, derivada del consumo total, el cual no incluye el consumo de ACP, cuya potencia auto consumida, se estima en 32 MW, para una DMG ajustada de 1,190.4. Por lo cual la desviación real de potencia es de 48.7MW, - 4%.

c) Con respecto a las desviaciones sectoriales, los resultados fueron muy significativos en magnitud, en donde se destacan los sectores de consumo Industrial y Bloque, en ese mismo orden. Aunque los desvíos fueron de sentido contrario entre sí, con lo cual a nivel global se compensan en parte los efectos.

d) La desviación con mayor peso significativo, fue el segmento de pérdidas totales, recomendado en nuestro Plan de Expansión anterior. El segmento pronosticaba pérdidas, en cantidad correspondiente a un promedio de 211 GWh, o sea casi un 90% de la desviación total registrada. Esto es correspondiente al error de arrastre en los registros compilados por SNE en el año 2008.

[12] Reporte Diario de Operación del CND, del 27 de diciembre del 2010.

e) Con respecto las desviaciones secundarias de los sectores Industrial y Ventas en Bloque, los cuales son de tipo cruzado. Tenemos que, históricamente el consumo del sector Industrial ha sido errático, correspondiente a las propias características que el sector confronta a través de los años, como recesión propia de la actividad dentro del llamado "modelo de sustitución de importaciones", además que el rubro está afectado por la modalidad de servicio eléctrico a los grandes clientes. Al momento de pronosticar el año 2010, no se consideraba la asignación del consumo histórico de CEMEX, cliente de Elektra al segmento Ventas en Bloque. Por consiguiente tenemos una desviación cruzada entre ambos segmentos de consumo, que de asignarle los 107 GWh esperados al final del año 2010, como consumo de CEMEX la desviación del sector industrial sería de 26 GWh y el segmento bloque sería negativo por -64.9 GWh

f) Los otros sectores de consumo estuvieron dentro de las expectativas del pronóstico.

g) De corregirse el ítem de consumo "Bloque", que por metodología se debe incluir en el sector Industrial, y dadas las correcciones al ítem de consumo "Pérdidas", por el error de registro en el año 2008. Las desviaciones totales en energía se reducirían a solo una cantidad más que aceptable, a una merma pronosticada anual de solo -24.5 GWh, o sea un - 0.33%.

En esa consideración, presentamos seguidamente resumidas las desviaciones de los resultados del modelo utilizado, en estos últimos años para la proyección de la demanda en el plazo inmediato. En el cual se compara el consumo proyectado del año inmediato versus los registros reales alcanzados.

EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO

AÑOS 2005 -2009

CATEGORIA	DESVIACION DEL MODELO					
	2005 (REAL)	2006 (REAL)	2007 (REAL)	2008 (REAL)	2009 (REAL)	2010 (EST)
ENERGIA TOTAL (GWh)	-198.9	-73.8	-37.6	307.7	194.6	-235.8
DEMANDA MAXIMA (MW)	-23.0	8.9	-5.0	48.6	10.8	-48.7

Tabla 1.3

En términos generales, se observa que la capacidad predictiva del modelo para los años 2005 al 2007, mantuvo un nivel de confianza promedio de aproximadamente del 98%. Donde los pronósticos se quedaron por debajo de los valores reales alcanzados, causado principalmente por el empuje positivo de la economía durante estos años.

EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO
AÑOS 2005 -2009

CATEGORIA	DESVIACION DEL MODELO (%)					
	2005 (REAL)	2006 (REAL)	2007 (REAL)	2008 (REAL)	2009 (REAL)	2010 (EST)
ENERGIA TOTAL	-3.48%	-1.26%	-0.60%	4.82%	2.88%	-3.23%
DEMANDA MAXIMA	-2.43%	0.93%	-0.50%	4.70%	0.96%	-4.09%

Tabla 1.4

Referente a los registros del año 2008 y 2009, los desvíos fueron en sentido contrario, los pronósticos estaban sobreestimados, en razón a los recientes indicadores de crecimiento económico. Las desviaciones presentadas en el año 2008, fueron de aproximadamente 5% en energía, debido principalmente a un menor consumo de los sectores comercial y oficial. Lo que derivó evidentemente en una desviación aproximada de 5% en potencia.

Con respecto al año 2009, la desviación en energía del año 2009 es de 2.9 % y de aproximadamente en 1.% en DMG. La sobrestimación en energía, se origino en menores consumos en ese año en los sectores comercial y Bloque, en conjunto con un mayor consumo del sector residencial, del cual se esperaba una disminución significativa, a efecto de la reciente campaña de sustitución de bombillos, efecto contrarrestado por la política de subsidio eléctrico. La baja desviación en potencia, es resultado de la ulterior corrección de la estimación de pérdidas.

Aun con las ultimas desviaciones de las proyecciones ante los registros reales del consumo eléctrico sectorial, durante el periodo 2005 – 2009, podemos considerar que la capacidad de predicción del modelo de regresión múltiple utilizado en las proyecciones de demanda, se mantiene dentro de grados de calificación aceptables. La siguiente figura muestra que las desviaciones se mantienen dentro de una franja máxima de +5 y - 4.%.

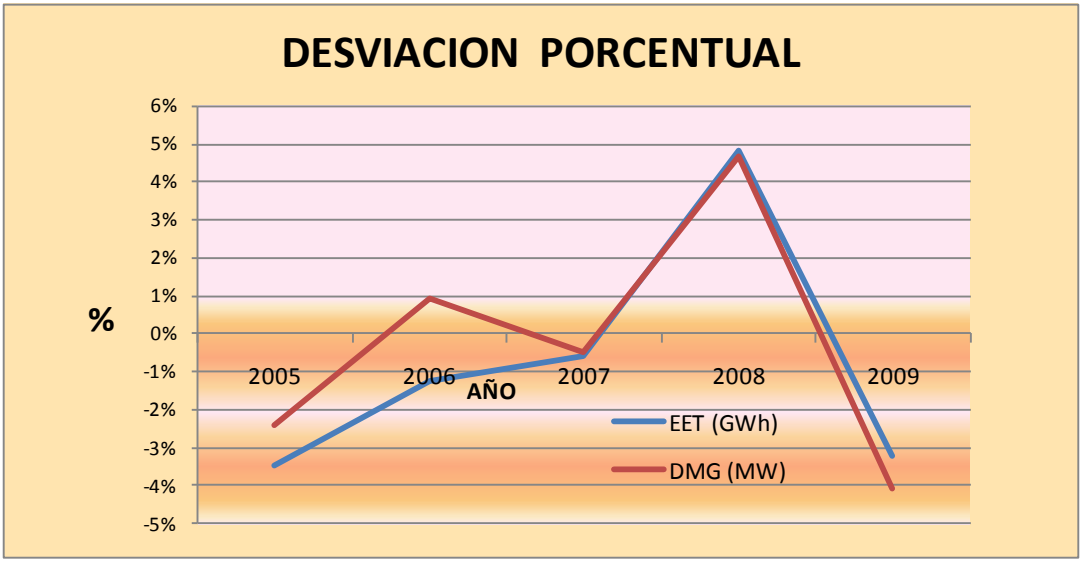


Figura 1.2

EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2010

El pronóstico del año 2010 con respecto al estimado anual, fundamentado en los registros preliminares de los meses de septiembre y octubre, muestran una desviación del consumo de energía de 2.9%, mientras la desviación al pronóstico de la DMG fue estimada en un -4.1%.

Las desviaciones en energía están evidentemente relacionadas con la subestimación del segmento de pérdidas, correspondiente al error de arrastre de los registros compilados por la SNE en al año 2008.[13]

Por otro lado existe una desviación importante en el sector industrial, la cual obedece principalmente a cambios coyunturales, del consumo industrial, en probable respuesta a la exposición económica ante situaciones originadas en la reciente crisis internacional, más que a elementos combinados de índole nacional, que impliquen cambios estructurales en el consumo de electricidad nacional. Al igual se dan migraciones del sector de consumo industrial al sector de consumo Bloque, con el fin de aprovechar las ventajas particulares, que esta acción provee.[14]

[13] Parámetro corregido a partir del presente pronóstico.

[14] Caso CEMEX, en el presente año.

1.3.4 CAMBIOS EN EL MODELO ORIGINAL.

Producto de la valuación de la capacidad de predicción del primer pronóstico de demanda elaborado por ETESA en el año 2006-2020, frente al consumo preliminar del 2006 y a las observaciones de la ASEP, ETESA determinó la necesidad de ajustar el modelo anualmente, a partir del Plan 2007-2021, en los siguientes aspectos:

1) El consumo de Bloque o Grandes Clientes se ajusta. En el modelo del Plan 2006, el consumo de Grandes Clientes estaba ubicado en la categoría "Bloque", aunque, dichos clientes eran en su mayoría industrias. Por otra parte, el PIB de la Manufactura, así como otros rubros del PIB, variable explicativa del consumo industrial, no dispone de datos, para ajustarlos, con descuento del valor agregado producido por los "Grandes Clientes". Adicionalmente, el movimiento de activación de esta categoría de clientes y de la vuelta a clientes regulados introducía distorsiones a las proyecciones, para obtener una correlación por separado de la categoría Bloque (Grandes Clientes). En consecuencia, en primera instancia se decidió sumar estos dos grupos (Industria + Grandes Clientes), lo cual mejoró significativamente el nivel de la correlación del PIB Manufacturero, con el consumo de energía eléctrica del sector industrial.

La modificación de los componentes del consumo Bloque o "Grandes Clientes", desde el inicio de esta modalidad en el consumo del año 2001, evidencio un cambio estructural en el consumo. Hasta el año 2004, los grandes clientes correspondieron en un 100% a consumos de tipo industrial, (cementeras y agroindustrias). Dadas las condiciones respectivas de cada uno estos clientes, se vio reducir paulatinamente la participación en este segmento de consumo, de la actividad industrial en 95.3, 70.9, 68.3, 67 y 48%, respectivamente del año 2005 a 2009. Por lo cual era incorrecto metodológicamente seguir asignando todo el consumo de Bloque al sector industrial.

Por consiguiente a partir del Pronostico 2010-2024 se asignaran los consumos de acuerdo a la función principal a que se dediquen los grandes clientes. En el año 2010 la estructura de los Grandes Clientes corresponde a Industrias 60%, Comercial 13% y Otro 27% (correspondiente al consumo Bloque)[15]

2) El Factor de Carga histórico En consideración a la DMG coincidente de la ACP, no era considerad por la serie histórica adoptada de las estadísticas de COPE, ya que contiene la demanda de energía asociada a la Autoridad del Canal de Panamá, mientras que la proyección de la demanda de energía eléctrica del país, a considerar en el Plan de Expansión, debe ser proyectada, sin los requerimientos asociados a las operaciones del Canal, debido a que dichos requerimientos son atendidos directamente por la ACP. (2001-2008). El factor de carga histórico fue ajustado, durante los pronósticos 2007 al 2009,

[15] De acuerdo a la data compilada en el consumo del segmento Gran Cliente, desde la determinación de este tipo de consumo, en el periodo 2001 -2010. Tabla 1.2

pero en vista a que mientras el parámetro del CND indicaba disminución del mismo, el parámetro ajustado indica otro sentido. Por consiguiente, a partir del pronóstico 2010-2024 se decidió utilizar como factor de carga el dato promedio compilado a diario por el CND,

3) Los pronósticos de los sectores Alumbrado Público, Autoconsumo y Otros, que en conjunto históricamente sólo representan 2.2% del consumo total, se mantienen con la misma participación estructural, debido a que no se ha encontrado una variable explicativa adecuada.
4) Se modificó el manejo de las tasas de crecimiento esperado del Producto Interno Bruto (PIB), del Valor Agregado de la Industria (PIBMAN) y de los precios de la Energía. En los estimados anteriores del modelo, las tasas de variación debían ser constantes a lo largo del horizonte de proyección.16 A partir del modelo del Plan 2007, se agregó una tabla, con las tasas de crecimiento anual esperadas, con el objetivo de modelar periodos y eventos especiales, como la ampliación del Canal.
5) La evolución de los precios de la energía eléctrica. En una primera instancia se decidió desfasar en un año, los precios de la energía eléctrica con respecto al pronóstico de los precios de los combustibles del EIA-DOE, dado que el análisis histórico mostraba algún tipo de correlación entre ambos datos. Se asumió que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral, establecida en el Régimen de Tarifas de Distribución, prevalecería en el corto plazo. Años 2001- 2006

Los cambios recientes en el mercado internacional de los combustibles y su efecto en el precio de la energía eléctrica, así como el establecimiento de subsidios a los grupos vulnerables de la nación, ha complicado las relaciones de comportamiento entre los precios registrados y el consumo. Con lo cual la evidencia de este mecanismo se distorsiona a medida que se transcurre en el periodo 2007- 2010.

Al presente se ha encontrado una correlación aceptable entre los precios de la energía eléctrica en Panamá, con el promedio de venta al consumidor de la energía eléctrica en USA, datos compilados por EIA-DOE. La evidencia correspondiente será exhibida en el acápite respectivo a la determinación de los pronósticos precios de la energía eléctrica (PRETOT)

6) En el Pronóstico 2010-2024 se introduce la carga futura de Proyectos de Infraestructura, como el transporte masivo urbano metropolitano (METRO), el Proyecto de Saneamiento de la Bahía, Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR). Los consumos de estos magnos proyectos de Estado y cualquier otro de la misma magnitud serán asignados al sector de consumo Bloque, por conveniencia metodológica y por ser altos consumos con características de Grandes Clientes.

[16] Originalmente en el modelo, los escenarios pre-definían las tasas de crecimiento anual con sus respectivos factores de variación de las variables exógenas seleccionadas.

1.3.4 CAMBIOS FUTUROS EN EVALUACIÓN.

ETESA mantiene un proceso de evaluación y búsqueda de nuevos modelos de proyección de demanda, que consideren más variables explicativas del consumo de energía eléctrica, dentro de modelos econométricos en la proyección global y sectorial. Con el fin de satisfacer solicitudes, tanto de ASEP, como de los agentes.

Durante el año 2008 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) financio una consultoría para la identificación de las herramientas de planeación de la transmisión eléctrica bajo incertidumbre, entre las cuales se incluye el proceso básico del pronóstico de la demanda.

Actualmente se continúan las evaluaciones de los resultados y precisión de los estimados de las proyecciones globales y sectoriales del Modelo PREEICA, para determinar las especificaciones que se requieren para desarrollar un nuevo modelo de predicción.

1.3.5 ALCANCE DE LAS PROYECCIONES

Las proyecciones de demanda requeridas para el planeamiento del Sistema Integrado Nacional, de acuerdo al Reglamento de Transmisión, se realizan con un horizonte de quince (15) años, correspondiendo, en este ejercicio, al periodo comprendido entre los años: 2011 y 2025.

El objetivo es proyectar el consumo nacional anual de energía eléctrica de la República de Panamá y la demanda máxima de generación asociada. Es importante aclarar que esta proyección excluye el autoconsumo de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) y los intercambios internacionales, (importación y exportación).

El horizonte histórico analizados consta a la fecha de 40 años (1970 – 2010), periodo del cual se tabulan 80 variables de utilidad directa para los pronósticos, más otras 20 derivadas del primer grupo, para conformar una base de datos de 100 variables.

	VARIABLES	DIRECTAS	INDIRECTAS	TOTAL	ESTRUCTURA
1	POBLACIÓN	4	3	7	7%
2	PRECIOS	1	2	3	3%
3	VALOR AGREGADO	57	12	69	69%
4	ELÉCTRICOS	18	3	21	21%
TOTAL		**80**	**20**	**100**	**100%**

Tabla 1.5

La base de datos está conformada por variables con series históricas adecuadas (mayores de 15 años) y posibilidades de actualización, para su continuidad. El listado detallado se presenta en la sección correspondiente a evolución reciente y perspectivas. (Acápite 1. 4)

En el periodo 2005-2008, se considero teóricamente razonable establecer solo dos contextos de proyección, para establecer una banda, dentro de la cual, se esperaba, se producirían los niveles

de consumo real, un escenario conservador o "moderado" y un escenario de alto crecimiento u "optimista". En el cambiante contexto de la situación económica global y sus efectos sobre entorno nacional en el corto y mediano plazo, se decidió ampliar la banda del pronóstico. Por lo cual, desde el pronóstico 2009-2023, se agregó el escenario bajo o pesimista.

Descripción de Escenarios:

Escenario Medio o Moderado: con el objetivo de crear condiciones de crecimiento del consumo eléctrico conformes al contexto histórico, este escenario mantiene las tendencias de las variables explicativas, con una evolución conservadora; en consecuencia, estimándose un incremento del consumo de energía eléctrica, ligeramente superior al promedio histórico, dadas las evidencias de las recientes tendencias.

Escenario Alto u Optimista: con el objetivo de visualizar un crecimiento alto del consumo eléctrico, respecto a los datos históricos, en este caso, se asumen cambios significativos de las variables explicativas, capaces de motivar incrementos del consumo de energía eléctrica superiores al promedio histórico, hasta un máximo razonable.

Escenario Bajo o Pesimista: con el objetivo de considerar un cambio brusco de sentido en la tendencia de los últimos años de las variables de impacto, que produzcan disminuciones significativas en el consumo de energía eléctrica.

El escenario Moderado, considera un derrotero de crecimiento conservador, fundamentado en el desarrollo económico reciente, sin dejar de lado la evolución del entorno internacional. Específicamente el probable efecto, en la evolución de las principales actividades económicas nacionales, de las turbulencias financieras, que asolaron la economía norteamericana, al igual que el sector financiero de de Europa y Asia en el años 2009, cuya dimensión e impacto sobre la economía mundial en el mediano plazo, aun son inciertos.

Además, el escenario Moderado considera incrementos futuros de demanda de energía, de mega proyectos estatales en ejecución, con cierta certidumbre.

El escenario alto se fundamenta en el hecho, que a lo interno, Panamá se encuentra en una etapa de plena evolución y crecimiento económico sostenido.17 Adicionalmente, se prevén en general favorables las condiciones socio políticas y económicas internas, basada principalmente en la ejecución exitosa de la ampliación del Canal de Panamá y de los beneficios futuros de otros mega proyectos de infraestructura en ejecución por el Estado.

En el escenario bajo o pesimista se contempla entre otras causas un retroceso de la crisis internacional, más allá del periodo de dos años, su profundización en otros ámbitos de la relación económica mundial, lo que significaría que la actividad nacional más dinámica como es el

[17] Como se ha mencionado anteriormente, la economía nacional se encuentra en una tendencia de crecimientos, aunque dado el entorno económico-comercial global este año el empuje económico ha desacelerado.

Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones, que explica más de un quinto de la economía nacional sufriría de un sostenido e importante des – aceleramiento. Lo cual sumado a otros efectos en otras actividades influidas parcialmente por el estado de la economía mundial como son la Construcción, Hoteles y Restaurantes, la intermediación financiera, que en conjunto con la actividad de Transporte y Almacenamiento, explican la mitad del Producto Interno Bruto, definirían un des-aceleramiento total de los parámetros macroeconómicos y por consiguiente una deprimida demanda eléctrica.

Respecto a la probabilidad de ocurrencia de los escenarios planteados, se podría afirmar que los tres escenarios tienen igual posibilidad, dada la incertidumbre de las variables explicativas del modelo. Para matizar la probabilidad de ocurrencia de un escenario sobre los otros se requerirían de pronosticar los derroteros de las variables socio-económicas que sustentan los escenarios, labor que trasciende los objetivos de este informe.

Sin embargo, dadas las incertidumbres de evolución de algunas variables en el corto y mediano plazo, el pronóstico medio o moderado, se ha elaborado de manera que refleje las mayores posibilidades de ocurrencia. Consumos inferiores a los resultados del escenario moderado, originados en movimientos geopolíticos imprevistos, en problemas bélicos internacionales o en catástrofes naturales regionales, por ejemplo, están fuera del alcance de estas proyecciones.

1.4 EVOLUCION RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO

En esta sección se presenta la base de datos de referencia histórica del consumo eléctrico panameño y las variables explicativas asociadas al mismo. También, por considerarlo conceptualmente más apropiado, se presentan las perspectivas por grupo o sección de cada variable explicativa, para comprender las hipótesis de evolución.

La base de datos incluye los indicadores estadísticos históricos anuales, correspondientes a los últimos 40 años (1970-2010); sin embargo, la descripción de la evolución, en la mayoría de los casos se circunscribe a los últimos 10 a 5 años, dado que corresponde al periodo de mayor influencia en las variables que definen las perspectivas.

Consecuentemente con el cronograma de trabajo para la elaboración de los “estudios básicos”, los datos del último año no están totalmente disponibles en las fuentes oficiales, en consecuencia se conforman con datos estadísticos mensuales disponibles de diferentes fuentes primarias (De los 6,8 ó 9 primeros meses del año en curso), en su mayoría preliminares a la fecha de cálculo de las proyecciones. Este periodo de cálculo corresponde a los meses de noviembre- diciembre de cada año.

A continuación se estiman las cantidades esperadas de los últimos meses, con base en promedios mensuales, tasas promedios históricas, cambios previstos por acciones predefinidas, respetando la permanencia de la data estadística. Lo cual conlleva a conformar un año base, de cierre, con posibles sub o sobre estimaciones.

A continuación, por metodología se presenta un listado simplificado de la base de datos del modelo, con sus respectivas fuentes de información.

	CANTIDAD		DESCRIPCIÓN	FUENTE	ESTRUCTURA		
	DATOS SOCIOECONÓMICOS						
		POBLACIÓN					
1	1	1	Población rural	Fórmula			
2	2	2	Población rural masculina	CGR			
3	3	3	Población rural femenina				79%
4	4	4	Población urbana	Fórmula			
5	5	5	Población urbana masculina	CGR			
6	6	6	Población urbana femenina				
7	7	7	Población total	Fórmula	7	7%	
		PRECIOS					
8	8	1	Inflación de Panamá	COPE			
9	9	2	IPC anual de Panamá (1987 = 100)	Fórmula			
10	10	3	Precio ponderado real de energía eléctrica	Fórmula	3	3%	
		VALOR AGREGADO (PIB)					
11	11	1	Agricultura, silvicultura y caza				
12	12	2	Pesca				
13	12	3	Explotación de minas y canteras				
14	13	4	Industria manufacturera				
15	13	5	Electricidad, gas y agua				
16	14	6	Construcción				
17	14	7	Comercio al por mayor y al por menor				
18	15	8	Hoteles y restaurantes				
19	15	9	Transporte, almacenamiento y comunicaciones	CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (CGR), TRES SERIES DE BASES DIFERENTES, (1970, 1982 Y 1996)			
20	16	10	Intermediación financiera				
21	16	11	Actividades inmobiliarias empresariales y alquiler				
22	17	12	Enseñanza privada				
23	17	13	Actividades de servicios sociales y de salud				
24	18	14	Otras actividades comunitarias, sociales y personales				
25	18	15	Servicio de intermediación financiera				
26	19	16	Productores de servicios gubernamentales				
27	19	17	Productores de servicios domésticos				
28	20	18	Derechos de importación e ITBM				
29	20	19	ITBM que grava las compras de los hogares				
30	21	20	Producto interno bruto del sector comercial	Fórmula			
31	21	21	Producto interno bruto del sector manufacturero				
32	22	22	Producto interno bruto real según				
33	22	23	Producto interno bruto real de sectores subtitutos		69	69%	
	DATOS DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD						
34	1		Facturación de energía eléctrica	IRHE 1970-1997 & ASEP 1998-2006			
35	2		Factor de carga eléctrica				
36	3		Ventas de energía en alumbrado público				
37	4		Energía autoconsumida por distribuidoras				
38	5		Ventas de energía bloques independientes				
39	6		Generación bruta de energía eléctrica	COMISIÓN DE POLÍTICA ECONÓMICIA (COPE)			
40	7		Ventas de energía en sector comercial				
41	8		Energía eléctrica disponible				
42	9		Ventas de energía en sector industrial				
43	10		Generación neta de energía eléctrica				
44	11		Ventas de energía en sector oficial				
45	12		Ventas de energía en otros sectores				
46	13		Pérdidas de energía eléctrica	Fórmula			
47	14		Pérdidas no técnicas				
48	15		Pérdidas técnicas en distribución	COPE			
49	16		Pérdidas técnicas en generación y transmisión				
50	17		Ventas de energía en sector residencial				
51	18		Ventas de energía en sectores básicos de consumo (residencial, comercial, industrial y oficial)	Fórmula			
52	19		Ventas de energía eléctrica				
53	20		Demanda máxima de potencia eléctrica				
54	21		Potencia eléctrica instalada	COPE	21	21%	21%
			TOTAL		100	100%	100%

Tabla 1.6

A continuación, en el siguiente acápite, se describen algunos aspectos importantes de la evolución reciente de estos datos.

1.4.1 INDICADORES SOCIOECONÓMICOS

Los indicadores socioeconómicos analizados como variables primordiales en este análisis incluyen a los datos demográficos, inflación y actividad económica.

Datos Demográficos

La Dirección Nacional de Estadística y Censo de la Contraloría General de la República de Panamá realiza, cada década, censos nacionales de población y vivienda, en cuyos datos se basan las proyecciones oficiales de población, las cuales se ajustan cada cinco años. El último censo, fue en el año 2000, cuando se llevó a cabo el Décimo Censo Nacional de Población y el Sexto Censo Nacional de Vivienda.[18] Por su parte, el Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE) publica en Internet (http://www.cepal.org/estadisticas/) las estimaciones y proyecciones de la población de Panamá desde 1950 hasta 2050, segregándolas en áreas urbanas y rurales. Integrando estas dos fuentes de información se conformó la base de datos demográfica de Panamá desde 1970-2010.

La población urbana se caracteriza por tener una tasa de crecimiento relativamente alta, producto del desplazamiento de población del área rural y de inmigrantes de otros países, que casi en su totalidad se asientan en el área metropolitana. (Eje del Canal)

Según la más reciente proyección, publicada por el Instituto de Estadísticas y Censo, la población total de la República, al 1 de julio de 2010, se estima en 3.5 millones de personas, de las cuales el 64.6% (2.26 millones de personas) habita en áreas urbanas.[19] Vale destacar que la Provincia de Panamá, con más de 51% de la población total, pose el mayor porcentaje de residentes en su área urbana, con 90.6%, lo que representa 1,6 millones de personas, equivalentes al 71.8% de la población total urbana del país. Si a esta cantidad le agregamos la población urbana de la provincia de Colon, con lo cual se conforma la conocida "Región Metropolitana" más de ciento sesenta y seis mil habitantes urbanos, con lo cual esta zona territorial comprende a un 79.7% (4/5) de la población urbana del país.

En primera instancia, la Contraloría pronosticaba un crecimiento anual de 1.66%, para el periodo comprendido entre los años 2006 y 2010, sin considerar los impactos de inmigración motivados por la ampliación del canal, ni los nuevos proyectos de "turismo residencial". Derivado de la misma proyección, la entidad pronosticaba una tasa de crecimiento urbano y rural en la Republica de 1.98 y 1.07 respectivamente, por cada 100 personas. Parámetros en disminución en comparación a los estimados del quinquenio anterior de 2.26 y 1.11.

[18] Aunque en el mes de mayo pasado, se realizaron los Censos del año 2010, el XI de Población y el VII de Vivienda. A la fecha de elaboración de este informe, en el mes de diciembre, no estaba disponible la información básica o preeliminar de los mismos.

[19] Estimaciones y Proyecciones de la Población Total, Urbana- Rural en la República de Panamá, por Provincia, Comarca Indígena, según Sexo y Grupos de Edad: Años 2000-2010 Boletín N° 11, de marzo del 2007.

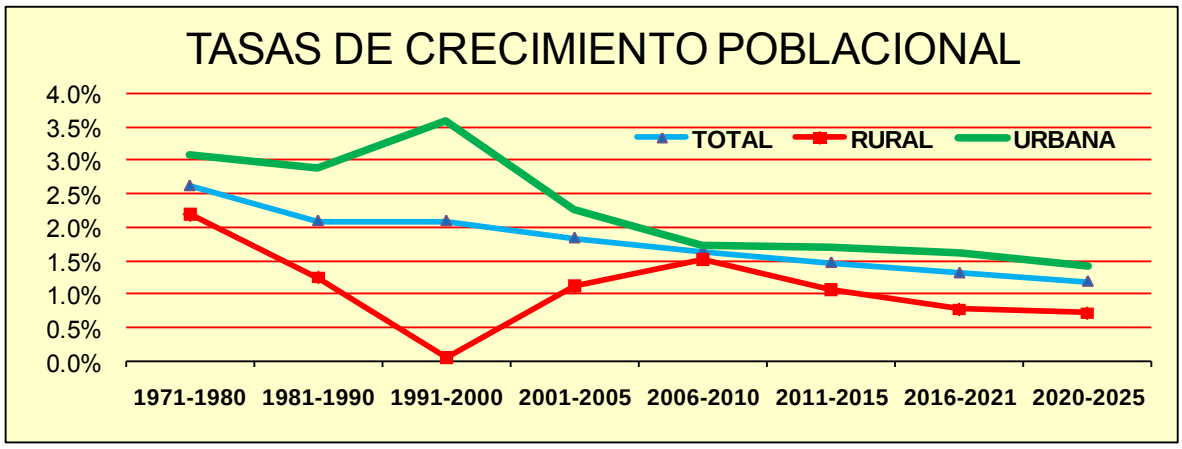


Figura 1.3

De acuerdo a dichas proyecciones, durante los 15 años del horizonte de planeamiento, (2011-2025), Panamá contará con un millón más de habitantes, aproximadamente, la mayoría de ellos, el 66%, habitando áreas urbanas. Estas proyecciones no consideran algunos eventos o condiciones recientes, que podrían incrementarlas. Así, como a la inexistencia actual de políticas generales de estado de largo plazo que incentiven el desarrollo de aéreas rurales, que conlleven el fin de retener población y mucho menos incrementarla.

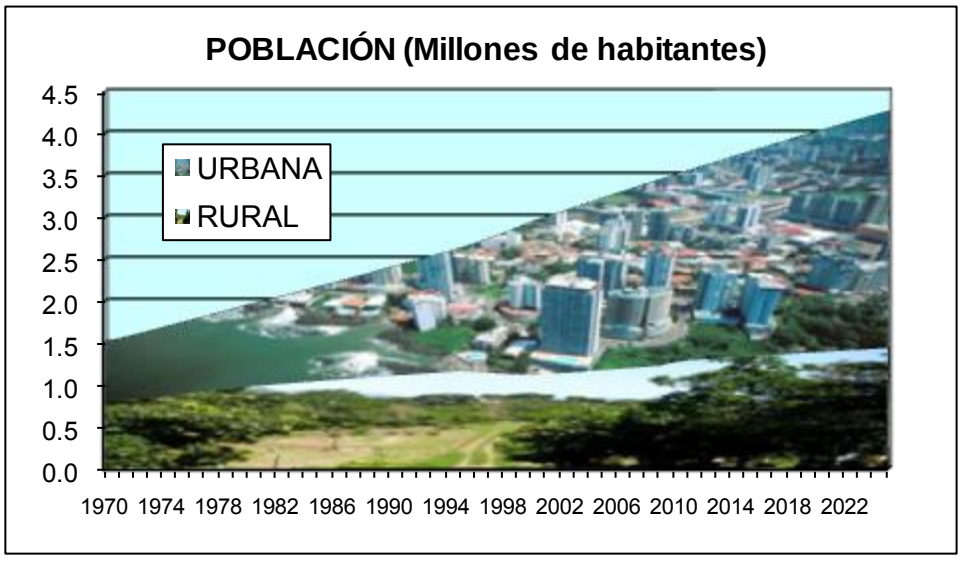


Figura 1.4

Como se puede apreciar en la gráfica, la tendencia predominante es a profundizar la carga poblacional en las áreas urbanas. Este comportamiento obedece, tanto a la migración campo ciudad, como a los avances de urbanización, propios del desarrollo económico.

Adicional a los factores tradicionales considerados en las proyecciones de población, elaboradas por la Contraloría General de la República, se considero en primera instancia analizar en este

periodo, las perspectivas de tres grupos de nuevas actividades, que podrían propiciar significativos crecimientos de población, no previstos en proyecciones anteriores.

La ampliación del Canal. El impacto poblacional de esta actividad se esboza en la "Evaluación Socio-Económica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas[20]"

Las actividades económicas y comerciales no tradicionales (mega puertos y astilleros, casas matrices de empresas multinacionales entre otras). Como ejemplo, en los años 2009 y 2010 se han tramitado una gran cantidad de permisos de trabajo a extranjeros, especialmente los permitidos dentro de la legislación laboral, de hasta un 10% de la planilla de una compañía. Mano de obra especializada no solo para las empresas inmersas en la ampliación del canal, lo mismo que en el área económica especial Panamá – Pacífico. Así, como de empresas multinacionales que mudan oficinas regionales al país, por las ventajas comparativas que se ofrecen para su establecimiento. De acuerdo a las estadísticas del MEF más de 5,000 permisos de trabajo, se han concedido a empresas en los últimos dos años.[21] Aunque es necesario mencionar, que las estadísticas disponibles no permiten inferir, si los permisos anuales no son concurrentes o el plazo de los permisos y por consiguiente la permanencia de esta población flotante.

El "Turismo Residencial". Derivado de la construcción de la construcción de edificios y conglomerados habitacionales destinados al "turismo residencial" de reciente promoción masiva. Segmento que dispone de escasa información cuantitativa y abundante información cualitativa, de valor "condicional" para estimar el impacto poblacional, dado que la mayoría de ella es de carácter apreciativo de los promotores o de los grupos de interés. En este caso, inferir con base en los comentarios y afirmaciones provenientes de los promotores, de los empresarios de la construcción y de los registros del comportamiento del Sector Construcción. Este comportamiento se debió a los avances de las inversiones privadas, donde sobresalían los proyectos residenciales, principalmente en la ciudad de Panamá,[22] de igual forma, los proyectos destinados al turismo residencial, en las aéreas costeras de la provincia de Panamá, Coclé y de las tierras altas de Chiriquí. El cual estaba destinado, en su mayoría, a la venta en el exterior, especialmente en Norteamérica y Europa (específicamente España.)

[20] INDESA, abril de 2006. Consultado en la página Web de la Autoridad del Canal de Panamá. http://www.acp.gob.pa/esp/plan/temas/ref-docs/

[21] Por lo general, profesionales de alto nivel que viajan con sus familias, requiriendo servicios. Con lo cual se estima puede estimar una población flotante de hasta 20,000 personas.

[22] Del año 2006, existían más de 10 proyectos de edificios en construcción en Panamá que competían entre los más altos de América Latina, con más de 50 pisos, y alrededor de 150 edificios más en construcción de menor envergadura que complementaban una fuerte oferta de bienes y raíces en el mercado.

El cambio del entorno económico mundial, consecuente con la crisis financiera e inmobiliaria norteamericana y luego europea del año 2007 y 2008 hizo decaer significativamente esta demanda, que rigió los últimos cuatro años. Con lo cual se atenuaron temporalmente las anteriores expectativas generadas por el llamado "turismo residencial", el cual tuvo un impacto especifico en la actividad construcción, al postergarse totalmente algunos de los proyectos más grandes que estaban en etapas incipientes de realización, mientras solo se terminaban aquellos que se encontraban más avanzados, algunos otros se minimizaban o modificaban en etapas de mayor plazo, con los perjuicios inherentes. Adicionalmente, la cuantificación del impacto de complejos residenciales en el interior del país es más incierta, por falta de registros disponibles centralizados de permisos de construcción.

Dada la incertidumbre generada en la cuantificación de esta población flotante, en los últimos dos años y considerando el marginal impacto que esta tiene sobre el consumo energético y en la ausencia de mayor información se omitió los cálculos generados, pues se considero que el análisis migratorio internacional contempla el fenómeno. *"Dada la incertidumbre de comportamiento futuro de esta variable, la proyección se desarrolló bajo el supuesto que…. el saldo migratorio sería positivo y con tendencia al descenso. Se estima que esta corriente migratoria fluctuará entre 3,000 a 2,500 personas por quinquenio…."*[23]

Para los escenarios de proyección de la demanda de electricidad se utilizaron los escenarios de crecimiento de población total, Hipótesis II Alta, Hipótesis III Media o recomendada y Hipótesis IV Baja par los escenarios de demanda optimista , moderado y bajo, respectivamente.[24]

A continuación se presenta un resumen comparativo de las tasas de la proyección del INEC, utilizadas para el pronóstico moderado, frente a las tasas de crecimiento poblacional optimista, en que implícitamente se consideran los impactos inmigratorios de las actividades antes descritas.

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS

PERIODOS	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
2007-2010	1.62%	1.62%	1.62%
2011-2014	1.46%	1.64%	1.11%
2015-2020	1.29%	1.53%	0.95%
2021-2025	1.11%	1.41%	0.74%
2011-2025	1.28%	1.52%	0.92%

Tabla 1.7

Inflación

[23] Boletín Nº 7, Estimaciones y Proyecciones de la Población Total del País, por Sexo y Edad 1950 - 2050

[24] Ídem

Hasta mediados del 2004, la paridad del Balboa con respecto al dólar norteamericano, le había permitido a Panamá mantener una baja inflación. Históricamente este indicador había fluctuado alrededor del 1%. Registrándose largos periodos de tiempo (1985-2005), un crecimiento promedio de 1.1% anual. En cambio, en correspondencia al periodo de crecimiento sostenido que el país tuvo en los últimos cinco años (2004-2009)[25] se manifiesta una tasa promedio anual de 4.6%, dígitos solo alcanzados tan atrás en el tiempo, como el año 1982.

El estimado de inflación promedio anual para todo el 2008 fue de 8.7%, parámetro máximo en un periodo de más de 25 años, impulsado principalmente por el incremento sostenido de ese año de los combustibles y sus derivados. Este registro solo es superado por máximos de la serie correspondientes a los años 1979-1981, entronizados dentro de la anterior crisis económica mundial, provocada también, por el fuerte incremento de los precios del crudo, resultado del control de la producción y por consiguiente de la determinación de los precios por parte del naciente cartel de la OPEP y a una escasez mundial de liquidez por parte de los importadores netos de combustibles.



Figura 1.5

El año 2008 el IPC corona una variación de 10% en el mes al mes de septiembre, con registros mensuales desde le mes que se incrementaban 3.5% por mes, tal que se auguraba una inflación para el año de hasta 2 dígitos, tasa de inflación no alcanzada anteriormente, hasta periodos tan lejanos como fueron los años 1979-1981, con la anterior crisis provocada por los incrementos de precios de los combustibles, de ese periodo.

[25] De acuerdo al Índice de Precios al Consumidor base 1987, empalmada con la serie base 2002, ambas publicadas por la Contraloría General de la República (Anexo I-4, Cuadro No. 5).

Con la caída espectacular del precio del petróleo en el 2008, de un máximo de 146 dólares por barril de crudo en junio a un precio de aproximadamente 41 dólares a fin del año, con lo cual se minimizo la fuerte presión sobre la espiral de precios en el país y su efecto en el poder adquisitivo. Pero los altos índices mensuales alcanzados por el IPC durante el año 2008, se convirtió de inmediato en un des-acelerador del consumo domestico con su efecto derivado en todos los aspectos de la economía nacional.

El comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPC), referente a octubre, noviembre y diciembre del 2008 con relación al anterior mes de septiembre, mostró descensos significativos y sostenidos, con respecto a los respectivos meses del año anterior 2007, el IPC creció mensualmente en este ultimo trimestre en 9.5, 7.7 y 6.8%. El 14 de enero del presente año el INEC[26] presento el registro final del año 2008 con respecto a la inflación, marcando el máximo de 8.7%.

Durante el año 2009, el IPC fue declinando mensualmente, desde el mes de enero con 4.9% a octubre a un 0.7% con respecto a los mismos meses del año 2008. Los meses de noviembre y diciembre registraron un alza de 1.4 y 1.9 %, con respecto a los mismos meses del año pasado. Los incrementos de precios se focalizan con mayor impulso en el agregado de Alimentos y Bebidas, en el cual los precios han disminuido más paulatinamente que los otros agregados principales del IPC.

Esta declinación de los indicadores de precios del año 2009 es consecuente principalmente con la desaceleración económica del presente año dada la disminución del comercio mundial, lo que disminuye la presión sobre los bienes a lo interno de la economía, en conjunto con la estabilización del precio internacional del crudo de petróleo en una banda entre 60 y 70 $/b., causa principal del efecto inflacionario domestico. Gracias, a esto alcanzo una tasa de inflación acumulada anual de 2.4%, para el 2009.

La inflación total del año 2010 reflejada por el comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPC), registró un aumento de 4.3, con respecto al año 2009. Los registros mensuales han variado de 3.1 en el mes de noviembre a un 2.7 en el mes de abril para luego aumentar paulatinamente hasta un registro de 4.3 en el mes de noviembre. Con lo cual el registro acumulado mensual promedia para el año, un indicador de inflación promedio anual de 3.4%, parámetro mayor al año anterior, que indica un repunte del fenómeno inflacionario, como lo refleja la anterior grafica.

Aunque este efecto de la inflación en los últimos años, no es equitativa en todos los rubros, ni además sobre los diferentes segmentos en que se compone la sociedad panameña. Ya que el efecto inflacionario es más fuerte en el área de costo de los alimentos o sea sobre la “canasta básica”, como se evidencia en la figura siguiente, la cual afecta con mayor ímpetu a los segmentos de la población de menores ingresos.

[26] **INEC** nuevo nombre de la Dirección de Estadísticas y Censo (DEC), unidad administrativa de la Contraloría General de la Republica. Actualmente se denomina Instituto Nacional de Estadísticas y Censo (INEC).

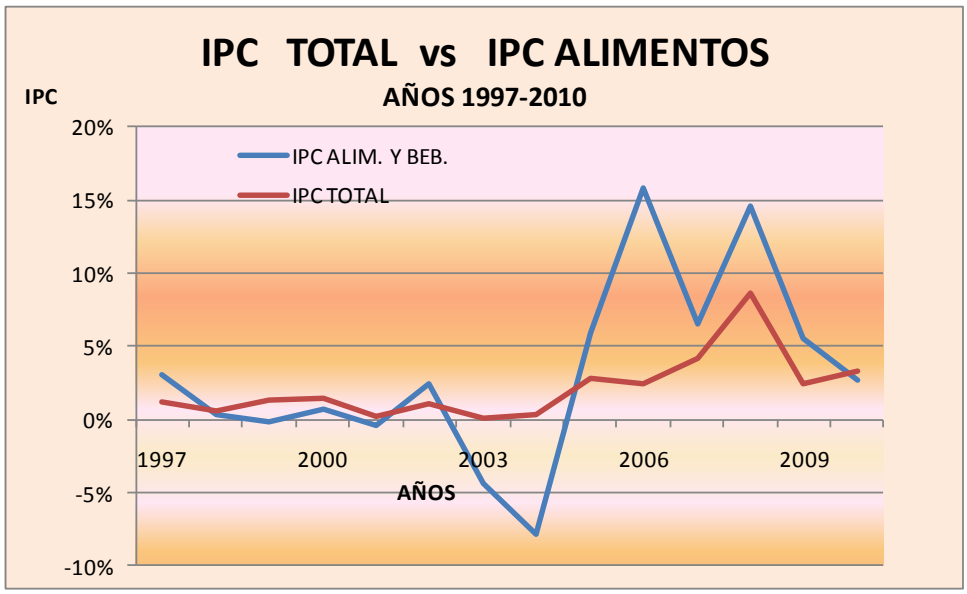


Figura 1.6

Poder Adquisitivo

El poder adquisitivo (PA) es un indicador económico para comparar de una manera realista el nivel de vida, entre diferentes periodos, regiones o entre distintos países, atendiendo al Producto Interno Bruto per. Cápita en términos del coste de vida en cada país. (Entendiendo por coste vida el nivel de la inflación)

Poder adquisitivo (PA) es el monto de valor de un bien o un servicio comparado al monto pagado. Si el ingreso monetario se mantiene igual, pero aumenta el nivel de precios, el poder adquisitivo de tal ingreso baja. La inflación no implica siempre un poder adquisitivo que cae con respecto al ingreso real de uno mismo, pues el ingreso monetario de uno puede aumentar más rápido que la inflación.

Entonces, por definición, el poder adquisitivo de un dólar decrece a la vez que el nivel de precios aumenta.



Figura 1.7

Pero es necesario mencionar, que el efecto inflacionario total en Panamá, no puede ser representado únicamente por la variación del IPC, ya que por otro lado la paridad de nuestra moneda con el Dólar esconde la caída adicional del poder adquisitivo de compra de nuestra economía. Consecuente con los términos de intercambio, los cuales son dependientes de la depreciación y vaivenes de de la moneda norteamericana la cual ha disminuido su cotización en los últimos años con respecto a divisas fuertes como el Euro, el Yen y el oro (-50%). Por consiguiente el costo de compra de las mercancías y bienes importados para los panameños es más oneroso.

ACTIVIDAD ECONÓMICA

EVOLUCION HISTORICA

Panamá tiene registrado tres series del Producto Interno Bruto (PIB), indicador que mide el estado o "*salud*" de la economía en el corto plazo, periodos trimestrales, cuyas cifras por categoría económica no son cien por ciento comparables y compatibles con el PIB anual. Por esta razón PREEICA, los desarrolladores del modelo utilizado por ETESA para el pronóstico de la demanda eléctrica, tomaron como referencia la Serie Base 1982, debido a que cubre un periodo de tiempo más extenso, 21años (1980-2001). Los datos anteriores al año 1980 se derivaron de la Serie Base 1970, mientras que los datos subsiguientes al periodo de 2002-2010, se derivaron de la nueva Serie Base 1996. En las siguientes gráficas se presenta la evolución del PIB total y de la Industria Manufacturera.[27]

La evolución histórica del PIB en los últimos 40 años muestra en general un crecimiento estable, con un parámetro crecimiento anual sostenido en el periodo de 3.98%, en el cual se observan pequeños periodos de contracción. El coeficiente de determinación de 0.9467 de la curva de tendencia polinómica, del PIB, muestra mayor dispersión en los valores de los últimos años con

[27] Dada la importancia que tiene la Industria para el pronóstico de la energía eléctrica, se analiza la actividad económica de la Manufactura. Normalmente esta actividad es de consumo intensivo y corresponde a un segmento significativo del consumo

respecto a la media. Es importante señalar que las tasas de crecimiento promedio obtenidas en los últimos años son significativas, por ejemplo, en el periodo 2005 -2008, se sitúan en un 9.3% anual.

EVOLUCION DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO. AÑOS 1970-2010

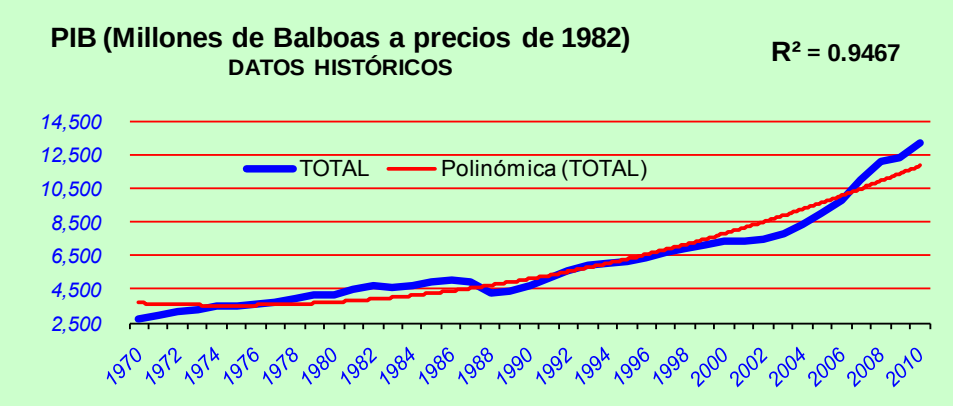


Figura 1.8

Luego de este periodo de crecimiento, el año 2009, a efecto de la crisis financiera global desencadenada en los países de Europa y los Estados Unidos, Panamá fue una de la pocas economías del sistema global, en obtener una tasa positiva 3.2%. Aunque, fue un significativo desaceleramiento con respecto a los momios obtenidos en el reciente periodo de crecimiento. A la fecha, se espera finalizar el año 2010 con un crecimiento de cerca del 7%, retornando la economía nacional a la zona de excelentes perspectivas.

En cambio, el coeficiente de determinación de la serie de valor agregado de la Industria Manufacturera (0.8114) evidencia un comportamiento inestable, con periodos de contracción significativos y repetitivos no relacionados directamente, o derivados de políticas macroeconómicas. La última contracción se escenifico en el periodo de 1998 a 2003, con una disminución continua y significativa del producto interno bruto del sector, caída de aproximadamente 5% promedio anual.

Sin embargo, en el periodo subsiguiente que conforman cinco años, 2004-2008, esta tendencia giro en sentido contrario, empujado probablemente por los otros sectores de la economía en crecimiento, como aquellos del sector terciario. Los cuales han tenido efectos de arrastre, especialmente en la industria ligera de suministros de alimentos procesados y bebidas, así como otras actividades de la industria ligera. El valor generado por esta actividad registró crecimiento de poco menos del 4%. Ciclo que termina en el año 2009, con un registro de -0.5%, con respecto al 2008, contracción resultante de la crisis global.

Los datos preliminares de la actividad económica para el 2010, son parcialmente favorables, ya que se prevé una recuperación del Producto sectorial, de aproximadamente 2%.

EVOLUCION DEL PRODUCTO MANUFACTURERO: AÑOS 1970-2010

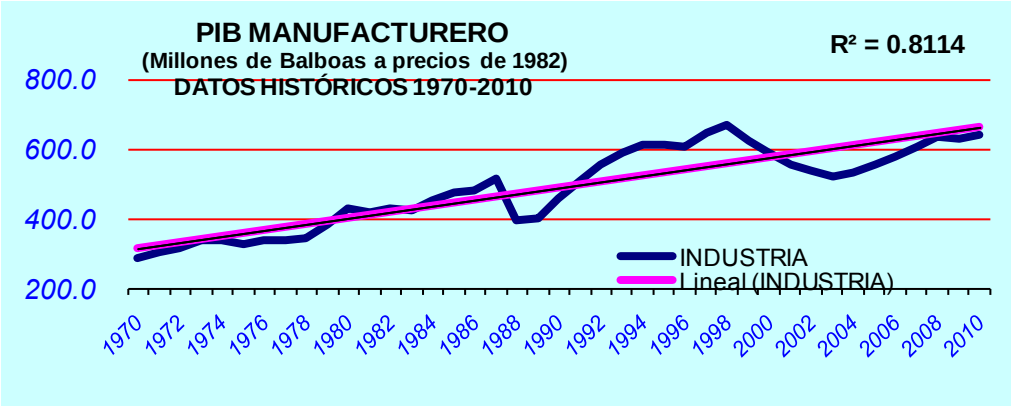


Figura 1.9

Así mismo, los insumos y cantidades físicas producidas de algunos productos manufacturados como son la madera aserrada, la fabricación de baldosas de granito, la fabricación de calzado, al igual que actividades de transformación de productos derivados de las actividades agropecuarias como el tabaco y la pesca para la producción de harina y aceite han disminuido significativamente y en algunos casos tienden a desaparecer.

Otros productos con algún proceso de de transformación como son la sal marina, la leche pasteurizada, la industria de los derivados del tomate, bloques de cemento, de los cigarros tienen un derrotero errático, con caídas, subidas y estancamiento por periodos interanuales que no facilitan un pronóstico adecuado de estas actividades.

EVOLUCIÓN RECIENTE DE LA ECONOMIA NACIONAL

Como se observa en la Figura 1.6, luego que el Producto real estuvo creciendo a una rata de 4.6%, en la década anterior, 1991-1998, con sus altas y bajas se presento una periodo recesivo, quinquenio 1999-2003 en que la tasa de crecimiento cayó hasta 0.3%, en el año 2001. Se presento un periodo de expansión económica mundial 2004-2008, en que Panamá mantuvo un crecimiento real promedio anual en el quinquenio de 8.7%, solo superado por los países en desarrollo con mayor dinamismo, a nivel mundial en la última década. Países de Asia, China con 10.8% e India con 8.9% de tasa de crecimiento anual sostenida. Con las cifras estimadas para el año 2009, por debajo del 3% se puede decir que Panamá termina uno de sus mejores ciclos de alto crecimiento económico, en toda su historia republicana.

Con respecto a los factores de impulso extra nacional, las condiciones que se presentaron del 2005 al 2008, no preveían en el futuro inmediato la alta volatilidad que se presento en el 2009 en los precios del petróleo y en consecuencia de la energía, afectando los precios de las principales materias primas en el pasado año, con lo cual llevo al mundo a un efecto inflacionario global y con alto impacto en la economía domestica.

PERSPECTIVAS EN EL CORTO PLAZO

Para la estimación de los pronósticos de corto plazo, periodo 2010-2011, se considera como base el comportamiento de crecimiento promedio de las actividades económicas en el periodo 2001-2009, ajustados por la estructura de participación individual de las actividades y de los agregados sectoriales.

Como es regular, al inicio de cálculos de estas proyecciones, no se dispone de la información oficial respecto al crecimiento del PIB para todo el año 2010, motivo por el cual ETESA estima la evolución del PIB de este año, con base en diversas fuentes y apreciaciones, de entidades de prestigio en este campo.

Los pronósticos utilizados para este periodo provienen del Gobierno Nacional - Ministerio de Economía y Finanzas (MEF). De las Agencias Internacionales: FMI, BANCO MUNDIAL, CEPAL, BID. De las Instituciones Económicas Nacionales: Cámara de Comercio, Sindicato de Industriales (SIP). De los Consultores y Agencias de Riesgos: Deloitte, INDESA, Panama Economy Insight, Fitch Ratings, Moody's. De otras fuentes y expertos económicos: The Economist Magazine.

Metodológicamente, se estima un promedio simple consensuado con las diferentes fuentes nacionales e internacionales. Por consiguiente, se obtiene el estimado de crecimiento del PIB para el año 2010, calculado en primeras instancias, como el promedio simple de los estimados emitidos por las diversas fuentes, ajustándolo con las tasas promedio anual del PIB Trimestral, elaboradas por el INEC, excluyendo los resultados del IMAE.[28]

Consecuentemente, se puede esperar que para el presente año 2010, la tasa de crecimiento del PIB se encuentre entre el **6.5%** y **7.2%.** Por consiguiente utilizando los últimos pronósticos emitidos para el año 2009 y tratando de mantener la estructura y crecimiento de las actividades, ETESA utilizara como **registro del PIB adecuado para el 2010, un parámetro de 6.78%.**

Dado que el modelo requiere un estimado por rama de actividad económica, se procede, como primera aproximación a estimar un crecimiento lineal con base en los últimos años; para posteriormente realizar ajustes de acuerdo a indicadores recientes de algunas actividades y al mismo tiempo de verificar el objetivo de mantener las estructuras participativas, similares a las mantenidas históricamente, a menos que los indicadores predigan lo contrario. En el Anexo I-3, Cuadro No. 6 se presenta el detalle de cálculos y las tasas proyectadas según las diferentes fuentes.

Con respecto al futuro inmediato, año 2011. Los últimos pronósticos del PIB de las instituciones multilaterales influenciadas en la mejora de las condiciones a nivel mundial emitieron conceptos más favorables para el estado de la economía en el próximo año. Estas entidades asignaban en principio a Panamá un crecimiento moderado de la economía, entre 5.0 y 6.7%,[29] pero en últimas instancias prevén una mejora sustancial de su pronóstico. El MEF mantiene una expectativa

[28] La exclusión de los estimados del IMAE se explica en el anexo correspondiente.

[29] BID 5.0%, CEPAL 4.5%, FMI 3.7%.

medianamente favorable alrededor de 7.0%, basado en los registros y proyectos en ejecución. Algunas consultoras privadas de asesoría económica, consideran un crecimiento económico para el año 2009 más conservador, definen un rango del PIB entre 2 y 2.5%.[30]

El análisis sectorial y por actividad económica del año 2010, lleva a presentar el pronóstico del próximo año, en tres escenarios: optimista, moderado y pesimista, de manera que contemplen el derrotero económico a efectos de los posibles impactos externos y de las variantes estructurales que se desarrollen en el ámbito interno. Los escenarios conllevan alcanzar como **registros máximo, promedio y mínimo, de 7.5, 7.0, 5.0%,** respectivamente, correspondientes a los últimos pronósticos de los organismos internacionales de CEPAL y FMI. En el Anexo I-3, Cuadro No. 7 se presenta el PIB estimado para el año 2011, por escenario, división económica y actividad.

PERSPECTIVAS DE LA ECONOMIA EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO

Como mencionamos anteriormente El indicador macroeconómico del Producto Interno Bruto (PIB), parámetro principal en la correlación con las ventas de energía sectorial y global, se enmarca en el corto plazo en la tendencia del último quinquenio, que se caracterizó en su primera parte, por un crecimiento sostenido, promedio de 8.7%. Consecuente con un comercio mundial creciente, y sus efectos derivados en las actividades conexas al Canal y al incremento de las actividades de reexportación de la zonas francas (ZLC, Petróleo).

Además, al reciente el desarrollo inmobiliario de alto costo, en conjunto con el incremento del turismo de temporada y el denominado "turismo residencial" de ciudadanos extranjeros de medianos y altos ingresos que invierten en residencias permanentes, al incremento en la inversión extranjera (IED) con respectivo impulso de los servicios de intermediación financiera.

En contraposición, al comportamiento del indicador en los últimos años, la economía nacional ha debido superar una crisis global, que desaceleró el desarrollo a nivel del comercio mundial, con efectos desastrosos en el ámbito mundial, impactando en la economía nacional con mayor fuerza en los sectores económicos más vinculados a los mercados externos. Dada la inserción de la economía nacional en el entorno económico mundial, el cual paso por la mayor crisis económica-financiera de las últimas décadas, concluyó el año 2009 con un indicador de 3.2%. [31]

Por consiguiente, luego de un ciclo de alto crecimiento económico interno (PIB), reflejado por un alto promedio anual del indicador de 8.7% anual, y una tasa alcanzada en los años 2007 y 2008, de más de dos dígitos, 12.1 y 10.3% respectivamente. La desaceleración del año 2009, con un registro preliminar de aproximadamente 3.2 %, casi un tercio menor, del promedio de los últimos años. Panamá termino en el año 2008, su mejor ciclo de alto crecimiento económico.

Con base en los registros preliminares de los dos primeros trimestres del 2010, de acuerdo a FMI, CEPAL, Bancos, entidades calificadoras, y por supuesto el MEF, como la autoridad nacional

[30] The Economist Magazine 2.4&%, Panamá Economy Insight 2%

[31] INEC, Registros preliminares del año 2009 y Revisión del año 2008.

pertinente, Panamá mantiene una perspectiva más positiva para finalizar el año, con un rango de crecimiento esperado de 6.5 al 7.0%, dentro del rango promedio anual de la década y un poco menor a la evolución promedio, reciente del PIB (2006-2008). Por lo cual ETESA estima para el 2010 un parámetro de crecimiento **6.78%**, superior al promedio esperado de gran parte de las economías de la región, así como a nivel mundial.

Los cálculos iniciales realizados para la estimación del PIB, para el año 2011, prevén alcanzar un desenvolvimiento de la economía de **7.0, 7.5, y 5.0%,** de acuerdo a respectivos escenarios Moderado, Optimista, Pesimista originados en los análisis de entidades financieras internacionales, Bancos Internacionales y organizaciones económicas nacionales.

Los estimados de crecimiento de mediano y largo plazo del Producto Interno Bruto para los años 2012-2025 son derivados de la concepción de evolución económica de Panamá, elaborado por INDESA, para la Autoridad del Canal (ACP), revisado en abril de 2006 por INTRACORP. El análisis utiliza las tasas de cambio indicadas por tres de los escenarios planteados por INTRACORP para el estudio revisado de la Ampliación del Canal.

TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO
ESCENARIOS DEL PERIODO POST- TRANSFERENCIA 2006-2025
ESTUDIOS DE IMPACTO ECONOMICO DEL CANAL EN EL AMBITO NACIONAL
MONTOS EN MILLONES DE BALBOAS DE 2005

PERIODO	AÑOS	MEJOR ESCENARIO (1)		ESCENARIO MAS PROBABLE (2)		PEOR ESCENARIO (3)	
		MONTO	TASA	MONTO	TASA	MONTO	TASA
1	2005	12501.2		12501.2		12501.2	
2	2006	13621.3	8.96	13502.3	8.01	13359.8	6.87
3	2007	14301.7	5.00	14089.7	4.35	13853.9	3.70
4	2008	15218.5	6.41	14913.0	5.84	14599.6	5.38
5	2009	16,224.4	6.61	15829.0	6.14	15,442.7	5.77
6	2010	17,288.4	6.56	16760.2	5.88	16,302.3	5.57
7	2011	17,693.7	2.34	17059.0	1.78	16,535.9	1.43
8	2012	17,873.6	1.02	17180.9	0.71	16,588.8	0.32
9	2013	18,598.1	4.05	17776.8	3.47	17,118.5	3.19
10	2014	19,617.1	5.48	18662.9	4.98	17,984.5	5.06
11	2015	21,103.8	7.58	19893.6	6.59	19,051.4	5.93
12	2016	22,387.4	6.08	20739.2	4.25	19,603.3	2.90
13	2017	23,616.1	5.49	21660.0	4.44	20,334.4	3.73
14	2018	25,366.2	7.41	23096.0	6.63	21,592.6	6.19
15	2019	26,941.3	6.21	24325.2	5.32	22,631.1	4.81
16	2020	28,521.8	5.87	25549.8	5.03	23,652.3	4.51
17	2021	29,590.5	3.75	26218.2	2.62	24,104.0	1.91
18	2022	31,116.0	5.16	27226.5	3.85	24,886.2	3.25
19	2023	32,943.2	5.87	28410.9	4.35	25,818.6	3.75
20	2024	35,259.0	7.03	30128.7	6.05	27,279.9	5.66
21	2025	37,594.0	6.62	31676.9	5.14	28,511.3	4.51
	PROMEDIO		**5.50**		**4.54**		**4.08**

Fuente: Con base en un modelo macroeconómico de equilibrio general, preparado por INTRACORP para la ACP, en el estudio denominado Impacto Económico del Canal en el Ámbito Nacional, Abril 2006
Los pronósticos del PIB se desarrollaron utilizando las tasas de crecimiento del estudio, en los escenarios seleccionados.

Tabla 1.8

El análisis detallado de los escenarios del pronóstico del PIB para el PESIN 2011-2025, se pueden resumir en un crecimiento sostenido de 5.8% en el corto plazo (2011-2014), de 4.9% sostenido para el periodo de largo plazo (2015-2025) y consolidado en un crecimiento sostenido de 5.3% para todo el periodo del escenario más conservador o moderado.

Al considerar las condiciones más favorables para el desempeño de la economía nacional, se supone un escenario optimista, con tasas sostenidas de 7.6%, 6.1% y 6.6% para los plazos analizados. De presentarse condiciones de crecimiento menos favorables a las condiciones más probables esperadas, se tiene un escenario pesimista, el cual muestra tasas sostenidas de 4.3%, 4.3% y 4.4% para periodos de análisis similares.[32]

En razón, a la incertidumbre sobre el verdadero derrotero que tomara nuestra economía en los próximos quince años, que ha generado sobre las entidades de interés, con el fin de ser conservadores ETESA decidió incrementar y comprimir respectivamente en una tasa anual de 0.5 %, los parámetros anuales de los pronósticos optimista y pesimista.

SECTOR MANUFACTURERO

El historial estadístico de la Industria Manufacturera de los próximos años, no vislumbran elementos que muestren fuertes posibilidades de crecimientos importantes, sino al contrario está conformado de periodos de desarrollos erráticos de crecimiento, estancamiento y recesión. Pero en cambio los voceros del sector miran el futuro inmediato de manera positiva al creer, que el desarrollo general y sostenido de los otros sectores de la economía, la futura firma de los diversos tratados de comercio en negociación con Estados Unidos, Centroamérica, Chile y la Comunidad Europea entre otros presentan oportunidades que podrán ser aprovechadas por el sector, *"el Sector Manufacturero aspira a seguir creciendo, pero con una guía clara que determine el Gobierno Nacional".*[33]

Según estos voceros "los indicadores económicos del sector dan muestras de crecimiento en magnitudes por encima del 5%, especialmente en productos agroindustriales dirigidos a la alimentación y las bebidas que podrían estar creciendo aproximadamente en 4%".[34] Tasas positivas (4% a 5%), son superiores a las históricas recientes, dadas las últimas tendencias de los sectores dedicados a la elaboración de otros productos alimenticios y bebidas, principalmente fabricación de azúcar, la producción, elaboración y conservación de carne, pescado, frutas, legumbres y hortalizas, aceites y grasas, de la que sobresale la producción de carne y productos cárnicos, edición, impresión y reproducción; actividades que muestran un dinamismo sostenido acorde con el auge económico del resto de la economía.

---

[32] Para un mayor detalle de los conceptos, metodología de análisis y resultados de los pronósticos del PIB, utilizados por ETESA, consultar el Anexo I-4 "Pronósticos del Producto Interno Bruto de Panamá, años 2011-2025.

[33] Balance Económico de 2007 y Perspectivas hacia el 2008. Diciembre de 2007. Asesoría Económica, sindicato de Industriales (SIP)

[34] Ídem.

Aunque, el sector manufacturero había mantenido históricamente su participación estructural en el PIB de más de un 9%, durante gran parte de los registros de 1970-2000; y no obstante la motivación intrínseca del sector manufacturero, las tasas de crecimiento futuras de la industria manufacturera, se estiman inferiores a las históricamente reportadas por la economía total.

En los años recientes 2000-2008 la producción industrial ha disminuido, la cual en la práctica se ha estancado completamente, disminuyendo paulatinamente su participación en monto total del PIB, gracias a la dinámica de los otros sectores económicos y al propio agotamiento de viejas políticas en que sustentaba el sector, llegando hasta una participación estimada de 6.2 % en el año 2007, su registro más bajo en la serie, lo que corresponde a una tasa de declinación de aproximadamente 5% anual.[35] Para que el sector alcance tasas participativas mayores, requerirá de fuertes impactos del sector, que van más allá de la adaptación y modernización del sector que le permita competir por el mercado domestico y las nuevas oportunidades derivadas del comercio exterior.

En consideración a estos antecedentes se infirió que es el parámetro adecuado para fijar el techo de las proyecciones del sector manufactura. En el caso del Escenario Moderado se plantea mantener una estructura participativa del PIB igual o menor al 6%, con tasas que representen el actual derrotero del sector. Para el Escenario Optimista se consideran tasas de mayor crecimiento que el escenario moderado, pero al tener mayor fuerza los sectores dinámicos, derivara en una participación declinante al total del PIB. Con respecto al escenario pesimista se aplican tasas disminuidas.

La importancia del sector manufacturero en los pronósticos de la energía, son fundamentales, porque siendo solo un 0.2% del total de clientes, su consumo alcanza el 11% de las ventas totales de energía en el sistema.[36] Por consiguiente, los costos crecientes de la energía eléctrica consumida que el sector ha debido soportar, se pueden convertir en un freno a la dinámica del sector, dependiendo de la estructura participativa de los costos en los diferentes procesos de transformación.

La metodología utilizada para aplicar las tasas a los respectivos escenarios se fundamentan en los mismos principios que se aplicaron para estimar las tasas respectivas de crecimiento del PIB Total. Las cuales desarrollo ETESA, basadas en los escenarios elaborados por INTRACORP, por medio de su Modelo Matemático de Insumo- Producto, para mostrar los impactos directos, inducidos, paralelos del llamado Conglomerado del Canal en la economía nacional.[37]

[35] Sustitución de Importaciones, Aranceles de protección, Certificados de Abono tributario (CAT)

[36] De acuerdo a la información de los voceros del sector. Asesoría Económica del SIP

[37] "Estudio del Impacto Económico del Canal y el Proyecto de Ampliación en el Ámbito Nacional". Revisión, Abril de 2006.

En consecuencia se estiman tasas acumuladas anuales de crecimiento para el periodo 2011-2025, de 3.4, 4.3 y 2.9%, en los respectivos escenarios moderado, optimista y pesimista del sector manufacturero. En el Anexo I- 3, Cuadro No. 10 se presenta el detalle de cálculos de la actividad industrial (Actividad económica de manufactura).

En el Anexo I-3, Cuadros No. 11, 12 y 13, se presentan los registros históricos pronósticos anuales y gráficas de pronósticos, del PIB total y de la actividad industrial (Actividad económica de manufactura), según los tres escenarios del Pronostico 2011-2025 En el Cuadro No. 14, se presenta un resumen consolidado de la información de los cuadros anteriores.

1.4.2 INDICADORES ELÉCTRICOS

A continuación se presentan datos históricos, situación actual, comentarios y perspectivas de algunas de las principales variables del sector eléctrico, importantes para definir las proyecciones de demanda de energía eléctrica.

Consumo de Energía Eléctrica Total GWH

Históricamente, el consumo eléctrico de Panamá ha estado correlacionado con la economía del país, como se aprecia en la siguiente gráfica.

PIB Y CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA,

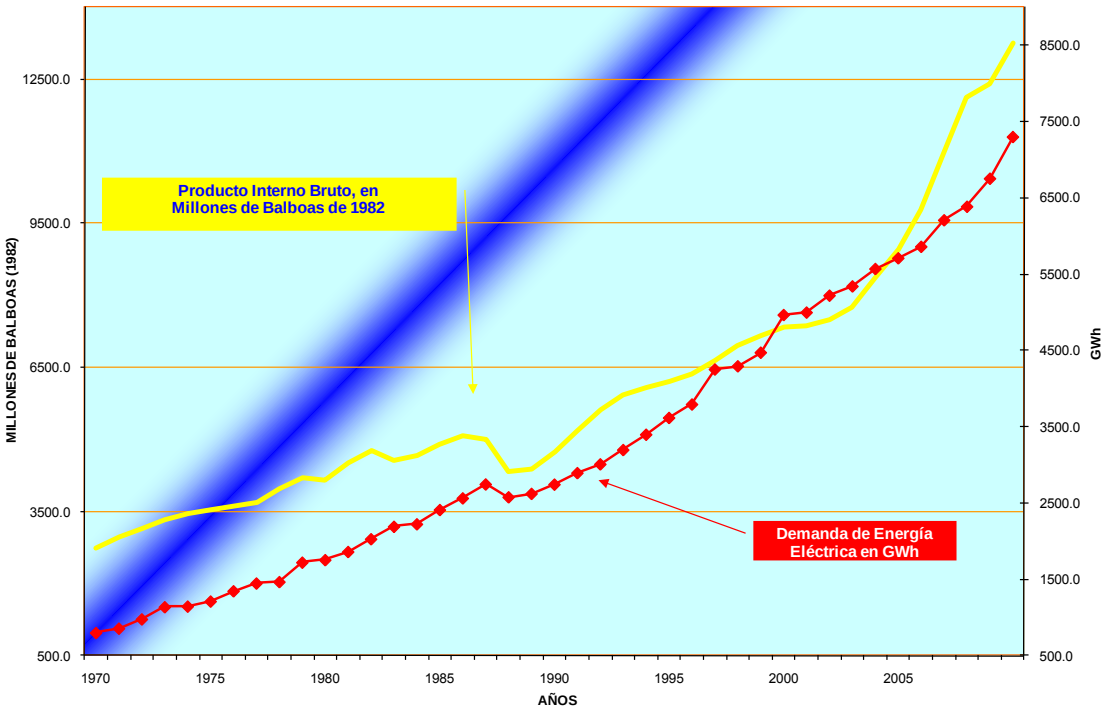


Figura 1.10

Pero como se observa en el grafico a partir del 2006 se tiene un incremento positivo en la tendencia del crecimiento del PIB mientras la tendencia de la demanda eléctrica se mantiene, con lo cual podemos decir que en los últimos tres años se produce más producto versus unidad de electricidad demanda, o en otras palabras se ha incrementado la productividad del país con respecto al insumo eléctrico, como se evidencia en las tablas siguientes:

PRODUCTO INTERNO BRUTO Y VENTAS TOTALES DE ENERGIA DE ENERGIA														
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TASAS
PIB REAL (MILLONES $)	6,947.2	7,169.9	7,345.7	7,365.2	7,495.8	7,758.7	8,358.6	8,972.3	9,771.1	10,981.9	12,188.1	12,392.1	13,241.9	5.5%
VENTAS TOTALES (GWh	3,392.3	3,578.0	3,801.1	3,933.9	4,113.0	4,306.9	4,595.2	4,780.8	4,933.5	5,297.9	5,462.1	5,738.0	6,272.1	5.3%
PIB/ VENTAS TOTALES	2.048	2.004	1.933	1.872	1.822	1.801	1.819	1.877	1.981	2.073	2.231	2.160	2.111	0.3%

PRODUCTO INTERNO BRUTO Y ENERGIA ELECTRICA DISPONIBLE														
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TASAS
PIB REAL (MILLONES $)	6,947.2	7,169.9	7,345.7	7,365.2	7,495.8	7,758.7	8,358.6	8,972.3	9,771.1	10,981.9	12,188.1	12,392.1	13,241.9	5.5%
EE DISPONIBLE (GWh)	4,295.8	4,474.5	4,967.5	4,999.9	5,221.7	5,342.6	5,571.0	5,711.0	5,861.3	6,208.8	6,386.4	6,753.7	7,299.5	4.5%
PIB/ EE DISPONIBLE ($/kWh)	1.617	1.602	1.479	1.473	1.436	1.452	1.500	1.571	1.667	1.769	1.908	1.835	1.814	1.0%

PRODUCTO INTERNO BRUTO INDUSTRIAL Y CONSUMO INDUSTRIAL														
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TASAS
PIB INDUSTRIAL (MILLONES $)	672.1	622.0	589.2	555.6	541.0	522.6	533.5	555.9	577.5	610.0	634.4	632.4	633.1	-0.5%
CONSUMO INDUSTRIAL (GWh)	487.6	524.3	506.4	480.6	438.6	321.7	337.0	341.2	490.7	506.1	505.9	563.5	652.0	2.5%
PIB $_{INDUSTRIAL}$/ CONSUMO(kWh)	1.378	1.186	1.164	1.156	1.234	1.625	1.583	1.629	1.177	1.205	1.254	1.122	0.971	-2.9%

TABLAS 1.9 1.10 y 1.11

En las tablas anteriores, se observa como el producto real versus el consumo eléctrico total, este ultimo representado, ya sea por las ventas totales o por la energía disponible, reflejan el modo de uso de la energía eléctrica para crear producto. De estas cifras se deriva la grafica de la Figura 1.10, en donde se puede observar que luego de un periodo negativo (1999 -2003), en que se consumía más energía por unidad de riqueza creado.

En el periodo subsiguiente, 2004-2008, el sistema mejoro el uso de la energía eléctrica, creando más riqueza por kWh consumido. Esto puede llevar a la concepción de una falsedad, al pensar que a partir del 2004 el sistema nacional es más eficiente en el uso de la energía eléctrica, cuando se debe considerar que gran parte del producto nacional proviene del sector servicios, cuyo consumo particularmente no varía significativamente con el valor agregado aportado.

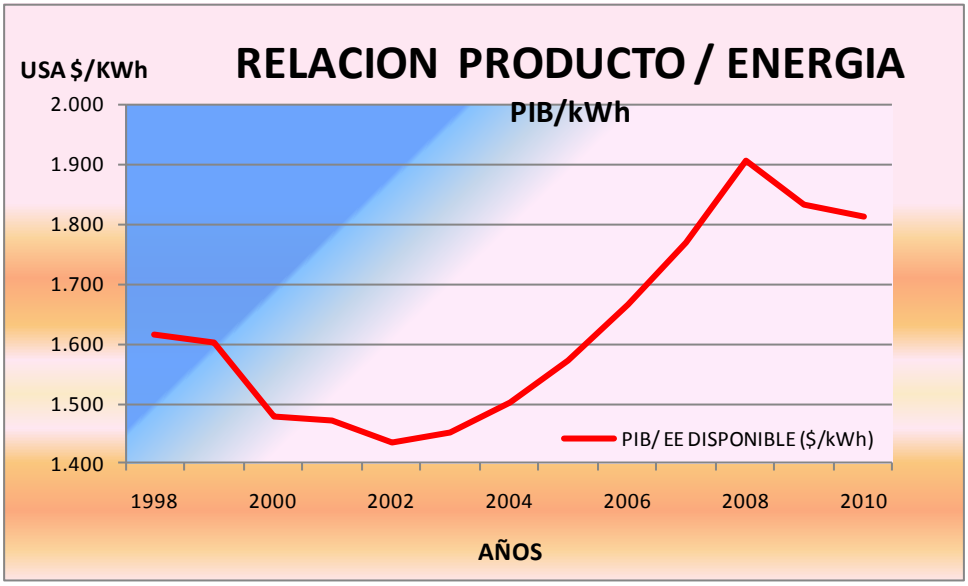


FIGURA 1.11

Consumo Industrial de Energía Eléctrica GWHIND

Por otro lado el valor agregado del sector industrial, segmento de la producción que es reconocido por la intensidad de consumo energético, mantiene un indicador inestable pero declinando, con una tasa anual sostenida para el periodo 1998 - 2010 de -2.9%. Este indicador de unidad monetaria producida por kWh, paso de 1.4 en 1998 a un estimado de 0.97 en 2010. Con lo que se infiere que el sector consume más energía eléctrica por unidad de valor agregada aportada por año.

Al plasmar esta información en una grafica, se observa que controversialmente dentro del periodo 1999- 2003, el de mayor caída del producto del sector industrial, con un parámetro sostenido de -4.9%, se dio el mayor crecimiento de la relación producto vs consumo eléctrico, el cual pasó temporalmente de un valor de 1.2 en el año 2002 a 1.6 en el año 2003, un crecimiento de 33%.

La interpretación de este fenómeno es difícil, en el periodo se escenificó el retiro de gran parte del parque industrial semipesado, el cual se sustentaba en la llamada política de *"sustitución de importaciones"*, proceso agotado por el nuevo proceso de mercado global en que nuestro sector industrial requería de fuertes inversiones para competir. Con lo cual se infiere que el parque industrial existente es ineficiente en el uso de la energía eléctrica o que el valor agregado aportado por el sector es de menor cuantía.

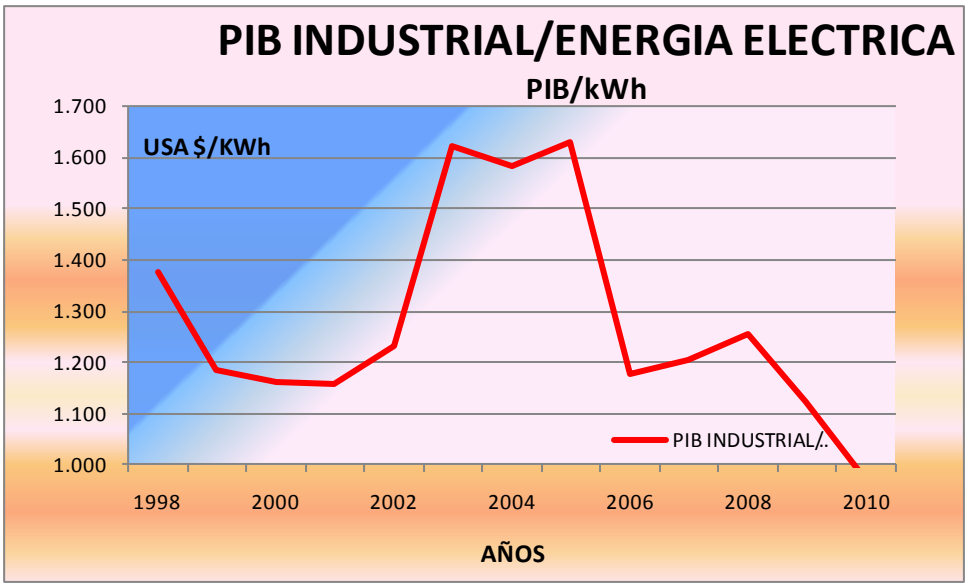


FIGURA 1.12

Balance Eléctrico

A continuación se presentan las ecuaciones de balance energético usadas para relacionar los diferentes indicadores eléctricos:

OFERTA

Energía Eléctrica Disponible = Generación Bruta Autoconsumo + Importaciones – Exportaciones

Generación Neta = Generación Bruta – Autoconsumo

DEMANDA

Demanda de energía eléctrica = Ventas de energía eléctrica + pérdidas de energía eléctrica

Ventas de energía eléctrica = Consumo de energía eléctrica

BALANCE

Energía eléctrica disponible = Demanda de energía eléctrica

La participación porcentual promedio (2001-2009) de los principales sectores, indica que el 47% de la energía eléctrica que se utiliza para el bienestar de los ciudadanos, mientras que el 53% se consume en actividades de producción económica, como se aprecia en la siguiente gráfica.

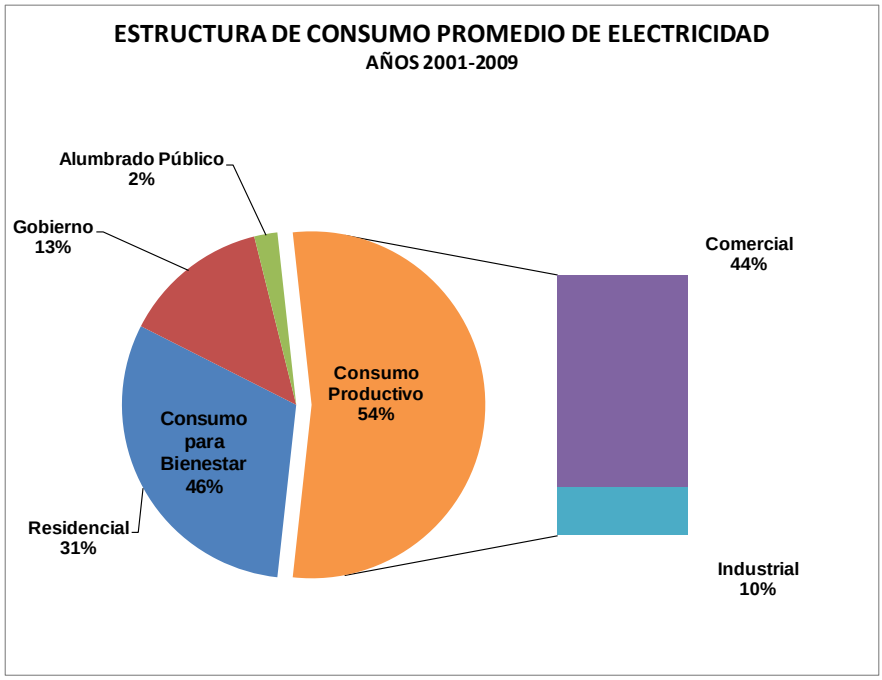


Figura 1.13

Al año 2010, la potencia eléctrica Instalada en Panamá, sin considerar las instalaciones de ACP no ofertadas ni Sistemas Aislados es de 1,961 MW,[38] mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, hasta inicios del mes de diciembre del año corriente, alcanzó un parámetro de 1,122.0 MW.

La generación neta de energía eléctrica estimada para el 2010 es de 7,192.3 GWh, mientras que las ventas de energía eléctrica estimadas al final del año, alcanzan 6,272 GWh.

[38] Incluye 26 MW de pequeñas centrales conectadas a las redes de distribución, el volumen de oferta de ACP al SIN, No se incluye los 20.3 MW de Sistemas Aislados (8.3 de Petroterminales y 14 MW de de la zona este de la Provincia de Panamá y Darién

DEMANDA MÁXIMA

PERIODOS	MAX	INCREMENTO PROMEDIO	ANUAL
	MW	MW	%
1970-1980	305.5	17	8.2%
1980-1990	474.8	16	4.3%
1990-2000	777.0	31	5.3%
2000-2010	1222.4	45	4.6%



Figura 1.14

Tanto en la tabla, como en la gráfica, se muestra el constante incremento de la demanda máxima del sistema eléctrico panameño, registrándose incrementos porcentuales anuales promedios, no menores de 4.3%, lo que equivalen a incrementos anuales en las dos últimas décadas, 1990 -2010, de 36 MW por año. Como dato adicional tenemos que en los últimos 12 años que corresponden al periodo 1999-2010, que enmarca el nuevo régimen del sistema eléctrico de Panamá, la Demanda ha estado creciendo en un promedio anual de 38 MW.

Es importante mencionar que estos registros de la Demanda Máxima del Sistema Interconectado, del periodo 1999-2010 incluye la generación total de la ACP, no solo la oferta contratada, mas el intercambio neto con Centroamérica.

FACTOR DE CARGA (FC)

La evolución del factor de carga del sistema eléctrico (FC), que representa la relación entre la carga promedio durante un periodo de tiempo dado y la carga máxima registrada en dicho periodo, (calculado sin la demanda, ni la energía utilizada en las operaciones del canal de Panamá), muestra una estabilidad consistente a través del tiempo, de acuerdo a los registros históricos anuales del sistema eléctrico nacional, con un factor promedio de 67.6 y una variación promedio anual en todo ese largo periodo 1970 – 1998, de solo 0.10%.[39] Esta evolución, está asociada a invariables patrones de consumo de energía eléctrica de la sociedad panameña, la cual ha recibido escasas y eficaces señales de precios que incentiven formas de consumo más eficientes.

A partir de la restructuración de la prestación del servicio público de electricidad en Panamá, periodo que va del año 1999 hasta el año 2008, el FC ajustado del sistema integrado tuvo un leve incremento, alcanzando un factor de 70.6 para el año 2008, con un factor promedio 70.4 para el periodo de diez años, con una variación promedio anual de 0.5%.[40]

[39] Respetando la integridad estadística de la data histórica utilizada en el modelo de proyección, en donde no se considera el consumo interno de la ACP.

[40] LEY Nº 6, del 3 de febrero de 1997. Con la cual reestructura el servicio eléctrico a partir del segundo semestre de 1998, separando y privatizando el sector eléctrico, en busca de una mayor eficiencia en la prestación del servicio.

El registro del FC del año 2009, se considera atípico, con un factor de solo 68.7, una reducción del factor de 2.7%, con respecto al año 2008. En razón especialmente de un incremento significativo de la potencia máxima requerida, de 8.7, el mayor en el periodo de restructuración del sector eléctrico, no correspondiente con un incremento similar de la energía consumida en el sistema. Adicionalmente, la alta percepción de calor, alcanzada durante el año 2009, derivo en un uso general más ineficiente de la energía residencial y comercial, en ausencia de una sustitución significativa del equipamiento climático.

En consideración al comportamiento histórico del ***FC,*** el modelo desarrolla la siguiente ecuación, del cual se deriva el estimado del factor. Es la relación del pronóstico de la sumatoria de los sectores de consumo. Entre la DMG en el total de horas anuales.

Factor de Carga = Energía Eléctrica Disponible *1000/ (DMG * 8760h)

A partir del periodo 2001-2008 el factor de carga ajustado mantuvo una estabilidad relativa que se ha mantenido alrededor de un factor de 70.9 u., pero en los últimos dos años 2009 y el 2010, el FC registrado ha venido disminuyendo, con valores de 68.7 u., y 70.2 u., respectivamente. Lo que para el último quinquenio, 2006 – 2010, ha resultado en una declinación sostenida del parámetro de -0.2%, cuando en el primer quinquenio 2001-2005 el FC tuvo unas tasa anual sostenida de 0.25%.

Es importante señalar que esta involución o comportamiento irregular o inestable del FC, en estos últimos cinco años, está asociado probablemente a variables tales, como la penetración del servicio eléctrico a grupos no viables comercialmente. Situación consecuente con la integración de sistemas aislados y del servicio a nuevas aéreas de consumo, alejadas de los actuales centros de distribución. Caracterizados a su vez con consumos bajos, lo cual implica incremento en la potencia, sin un respectivo incremento significativo en el consumo energético, correspondiente a las características intrínsecas de la nueva población integrada.

Por otro lado se tiene un retroceso paulatino, aunque irregular en la demanda industrial, uno de los principales sectores de consumo que inciden en la mejora de ese factor, correspondiente a un uso intensivo y ordenado de la energía eléctrica.

Igualmente, debemos considerar la actividad turística, especialmente en el periodo de varano o temporada alta al igual que el efecto de la población flotante correspondiente a dueños de apartamentos de lujo en la Ciudad de Panamá y de viviendas en aéreas de veraneo, que pernoctan por pocos días al año o de manera irregular, que cuando exigen energía al sistema lo hacen sin medir su carga y consumo.

En conclusión, la explicación al fenómeno presentado en el FC de los últimos años, puede estar en la concurrencia de una diversidad de elementos, correspondientes al particular comportamiento de los principales sectores de consumo: residencial, oficial, comercial e industrial. Ver la Figura 1.15.

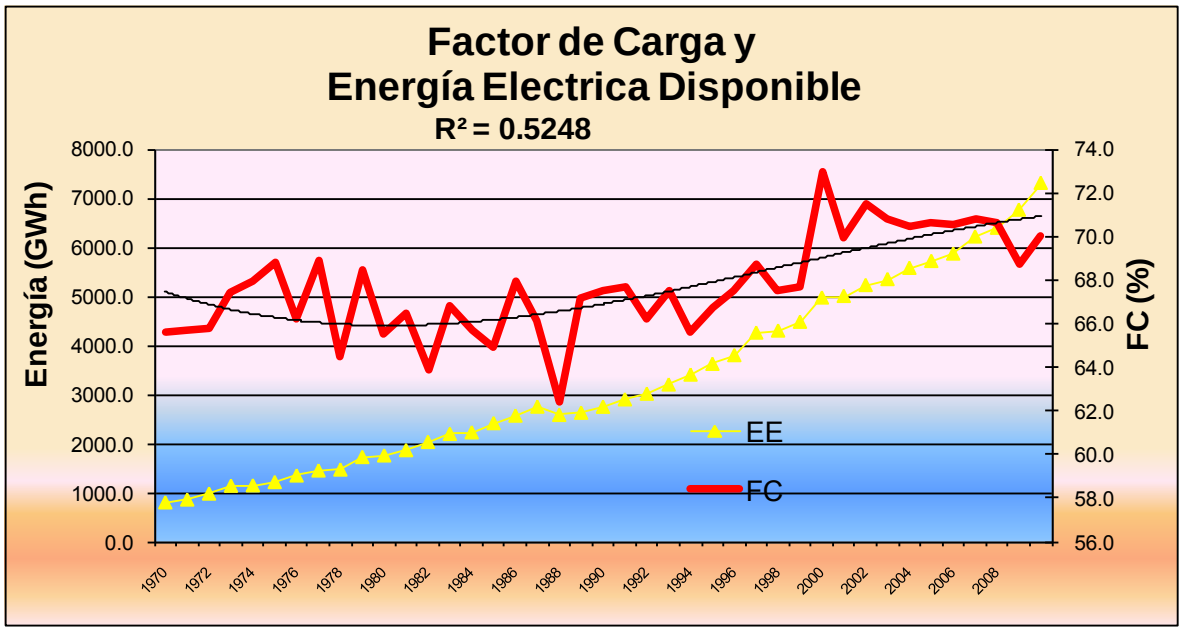


Figura 1.15

Por ejemplo, en el sector residencial se afecta el nivel de consumo, influenciado por el incremento del precio de la electricidad, consecuente con el efecto inflacionario de los combustibles. Este efecto es medido por el rubro electricidad dentro del Índice de Precios al Consumidor (IPC), el cual tuvo en el periodo de tres años 2006- 2008, una tasa de crecimiento acumulada anual de 10.5% al consumidor promedio. Pero a efecto de las disminuciones del índice de precios ha tenido un efecto de contracción de -0.19%, para todo el periodo indexado de siete años, 2003- 2010.[41]

VARIACION DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (IPC) AÑOS 2003-2008

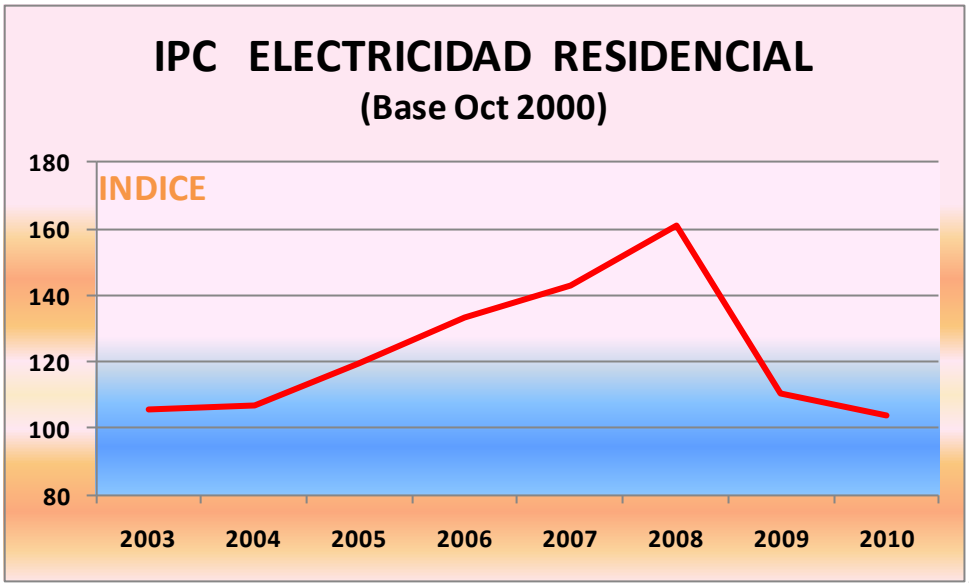
CLASE	AÑOS							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
IPC ELECTRICIDAD RESIDENCIAL	105.5	106.7	119.3	133.3	142.9	161	110.7	104.1
VARIACION (%)		1.1%	11.8%	11.7%	7.2%	12.7%	-31.2%	-6.0%

Tabla 1.12

Contraproducentemente, la señal de precios en el sector residencial tiene efectos contradictorios en la determinación del FC, pues el incremento de los precios aporta a la disminución del consumo global del sistema, pero el sector participa parcialmente en el pico DMG. Muy por el contrario cuando el consumidor recibe señales de precios a la baja, se desentiende del consumo, afectando además la carga del sistema.

[41] INEC, Panamá en Cifras, Años 2003-2010, Índice de precios al Consumidor según División Agrupación, Grupo, Bienes y Servicios, Varios Boletines, Cuadro 351-03.

Como vemos en la siguiente grafica, el consumidor residencial paga en el 2010 el mismo precio real que en el 2003, en unidades monetarias de octubre del 2000. El precio real pagado por el consumidor residencial en el año 2008, obedece en gran parte al costo que alcanzo el barril de crudo de 140 dólares.



3

Figura 1.16

Por otro lado el sector de consumo industrial, la Manufactura es en la mayor parte de los sistemas eléctricos, el segmento de consumo que define en gran medida el parámetro ***FC*** del sistema, ya que contribuye grandemente al incremento o decremento del mismo, de recibir las señales de precio y regulación adecuadas.

Pero en el caso de nuestro sistema, la actividad de manufactura, carece de una verdadera industria pesada, ya que históricamente la industria nacional fue enfocada o incentivada hacia el área de *"sustitución de importaciones"*. Pero la existencia en el pasado de industrias con operaciones de una relativa intensidad energética, se han ido retirando a medida que el *"proceso económico de sustitución de importaciones"* finalizo.

El nuevo enfoque económico del país, se enmarca en los servicios internacionales: financieros y seguros, en el transporte, almacenaje y manejo de la carga internacional, y como último pilar del mismo, el desarrollo intensivo de la actividad turística.

Adicionalmente, la disminución paulatina de la participación en el consumo del sector industrial en la energía total y en su participación a la demanda máxima, en consideración a las actuales características de operación de nuestro sector de manufactura, tiende a disminuir el parámetro global del ***FC***.

El sector comercial y servicios tiende a un aumento del consumo por el desarrollo de los nuevos centros comerciales y edificios de oficinas, pero a la vez sus instalaciones centrales de aire acondicionado contribuyen en demasía a los picos de demanda del final de la mañana y de los inicios de la tarde, en los días hábiles, especialmente en los días calurosos de la estación seca.

Adicionalmente el sector oficial mantuvo durante estos dos años, una exitosa campaña de ahorro energético que controlo la tasa de incremento del consumo del sector, aunque el mismo haya crecido en volumen y en espacio de uso oficial. Pero el sector, por el tipo de operación propia y de horario de trabajo, no pudo contribuir en la disminución de la DMG.

El Modelo de proyección de la Demanda, utilizado por ETESA, para el pronóstico del mediano y largo plazo, requiere que se determine exógenamente, la evolución estimada de este parámetro del sistema eléctrico, para calcular la demanda máxima, derivada directamente de la sumatoria del consumo.

Con el fin de optimizar la evolución del desarrollo del sistema, en el escenario medio o moderado, se ajusta el factor de carga, por la integración del consumo del área de Bocas del Toro, y de los megaproyectos de infraestructura estatal, asumiendo que la sociedad panameña, en términos generales, mantendrá los actuales hábitos de consumo similares a los históricos. Se proyecta un parámetro ajustado del *FC, que alcanza en el año 2025 un factor de carga* de 71.2, un crecimiento de 3.6 % en 15 años. Para una tasa anual sostenida de crecimiento, de 0.22%, aproximada la tasa anual durante el periodo 2000-2005, un parámetro conservador.

Con respecto al escenario optimista, se proyectó el actual parámetro de *FC*, con la hipótesis de mejores prácticas empresariales y sectoriales, para inducir hábitos más eficientes de usos de la energía eléctrica en los consumidores panameños. Esta hipótesis, considera que en el largo plazo se establecerán algunas políticas energéticas o señales específicas de manejo de la demanda requerida, que impulsen modificaciones de impacto que resulten en cambios significativos a largo plazo en el comportamiento de consumo actual.

Con lo cual, para efectos del pronóstico optimista, a pesar de la baja correlación lineal de los datos históricos del *FC*, (0.2972), se calculo el factor para el periodo 2011-2025, con base en la fórmula de pronóstico lineal de programa Excel. El resultado proyecta una mejora en el actual parámetro de *FC, que partiendo del valor ajustado de 68.7 en 2009, alcanza en el año 2025 un factor de carga* de 72.3, un crecimiento de 5.2% en 15 años. Para una tasa anual sostenida de crecimiento, de 0.32%, un parámetro aun conservador, lo cual se considera consistente con los datos históricos del FC.

Con respecto al escenario pesimista se plantea mantener las premisas del escenario moderado, pues se considera que el ***FC*** no puede o debe caer más sin afectar ostensiblemente el sistema.

En el Anexo I - 3, Cuadro No. 15 se presentan detalles del análisis y los cálculos concernientes al ***FC***.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía utilizadas por el modelo, surgen de la siguiente ecuación:

Pérdidas totales = Energía Eléctrica Disponible - Ventas Totales de Energía

Donde las pérdidas totales del sistema (PT) son el resultado acumulado de las perdidas en transmisión y distribución con respecto a la energía disponible (EE).

ENERGIA DISPONIBLE, VENTAS y PÉRDIDAS
EN GWh

AÑOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 (E)
ENERGIA DISPONIBLE (GWh)	4,967.5	4,999.9	5,221.7	5,342.6	5,571.0	5,711.0	5,861.3	6,208.8	6,386.4	6,753.7	7,299.5
VENTAS TOTALES (GWh)	3,801.1	3,933.9	4,113.0	4,306.9	4,595.2	4,780.8	4,933.5	5,297.9	5,462.1	5,738.0	6,272.1
PERDIDAS TOTALES (GWh)	1,166.4	1,066.0	1,108.7	1,035.7	975.8	930.2	927.8	910.9	924.3	1,015.7	1,027.4
PERDIDAS TRANSMISION(GWh)	173.0	134.0	186.8	150.9	184.2	155.5	114.9	121.3	149.7	127.0	151.0
PARTICIPACION PT/EE (%)	*23.5%*	*21.3%*	*21.2%*	*19.4%*	*17.5%*	*16.3%*	*15.8%*	*14.7%*	*14.5%*	*15.0%*	*14.1%*
PARTICIPACION PTT/EE (%)	*3.5%*	*2.7%*	*3.6%*	*2.8%*	*3.3%*	*2.7%*	*2.0%*	*2.0%*	*2.3%*	*1.9%*	*2.1%*
VARIACION ANUAL PT/EE		*-8.6%*	*4.0%*	*-6.6%*	*-5.8%*	*-4.7%*	*-0.3%*	*-1.8%*	*1.5%*	*9.9%*	*1.1%*
VARIACION ANUAL PTT/EE		*-22.5%*	*39.4%*	*-19.2%*	*22.1%*	*-15.6%*	*-26.1%*	*5.5%*	*23.4%*	*-15.2%*	*18.9%*

Tabla 1.13

Como muestra la tabla anterior las pérdidas documentadas obtenidas de la ecuación, han declinado en el periodo 2000-2009 en casi un 1.3% anualmente mientras la energía disponible ha crecido anualmente en una tasa sostenida de 4%, las pérdidas en este periodo se han reducido de 1,166 a 1,027.4 GWh. Los datos preliminares del año 2010, muestran que las pérdidas totales representan el 14.1% de la energía disponible, equivalente al 16.4% de las ventas totales estimadas. [42]

Las pérdidas de transmisión, provenientes de las lecturas de energía recibida y entregada por el sistema de transmisión, registradas por el Sistema de Medición Comercial, administrado por el CND, documentan que en el año 2009, las pérdidas de transmisión (PTT) representaron el 1.9% de la energía disponible, equivalente al 2.2% de las ventas totales. Los estimados finales para el año 2010 de acuerdo a los registros al mes de octubre, permiten inferir que se alcanzaran pérdidas de transmisión de 2.1% con respecto a la energía disponible, equivalente a su vez a 2.4% de las ventas totales.

La diferencia de las pérdidas totales a las anteriores, queda asignada al subsistema de distribución, representando en el año 2009, el 13.2% de la energía disponible, equivalentes al 15.5% de las ventas totales. Parámetros todos significativos con relación a los presentados al principio de década, cuando los parámetros del sistema estaban muy por encima del 26% de las ventas totales de energía eléctrica.

En los últimos años, los esfuerzos del sistema eléctrico estuvieron dirigidos a que se alcanzaran registros de pérdidas totales de distribución con respecto a las ventas, de menos de 15%. A la fecha se considera que las pérdidas técnicas de distribución han alcanzado parámetros entre el 6.5 y 7%, con respecto a las ventas totales,[43] Por consiguiente, se asume que las diferencias

[42] Es necesario mencionar, que con respecto a las proyecciones de Demanda de los dos años anteriores 2009 y 2010, existen discrepancias, gracias a la corrección de los montos de pérdidas totales del año 2008. La variación anual 2008-2007, de 15%, correspondiente a una disminución espectacular interanual de las pérdidas totales de 135 GWh, era un dato errado de la SNE. Hasta el año 2007 las pérdidas habían declinado en una tasa anual de 3.5%, con respecto al año 2000.

[43] En los últimos años, no se dispuso de información estadísticas segregada, con la oportunidad que los plazos de entrega de los estudios básicos exigen, por lo cual se ha hicieron las estimaciones respectivas (Anexo 4). Adicionalmente, las series históricas agregadas no concilian con el resto de los datos.

corresponden a las perdidas No Técnicas de distribución, que es donde se han de enfocar en el futuro inmediato, los esfuerzos de disminución de las pérdidas de distribución.

Es de esperar que la disminución de las pérdidas en el futuro inmediato sean más graduales, con respecto a los avances obtenidos en la presente década, en que se paso de más de 26% al inicio de la década a un parámetro estimado de 14% en el año 2010, con respecto al volumen de las Ventas.

Para efectos de las proyecciones, tanto del escenario moderado, como del optimista, de manera conservadora, se asumió que las pérdidas de transmisión en ambos escenarios se incrementan a 2.7 de la energía disponible, equivalente probablemente a un 3.3% de las ventas totales, a partir del año 2011. En el año 2012 se estima que las mismas alcanzaran 3.6% de las ventas. Esta elevación de las pérdidas esperadas de transmisión a partir del año 2012 es consecuente con el esperado incremento en el corto plazo, de la generación hidroeléctrica proveniente la incorporación de los proyectos en ejecución en el área de Chiriquí y Bocas del Toro;

De mantenerse la programación actual y de no presentarse condiciones imprevistas, deberán entrar al sistema interconectado, de manera escalonada 645, 51 y 358 MW de nueva generación respectivamente en los años 2011, 2012 y 2013, adicional a la capacidad incorporada durante el año 2010 de 31 MW; para un gran total de más de 1085 MW, casi duplicando la capacidad instalada, a la fecha. Lo cual reduciría la participación de la generación térmica proveniente de las centrales eléctricas de los alrededores del centro de carga nacional, lo cual implica mayores flujos de transmisión provenientes del occidente del país.

De no existir cambios bruscos en el sistema, se estima que por lo menos las pérdidas totales de distribución mantendrán los parámetros alcanzados en el periodo 2007-2010, aproximadamente entre el 12.4% de la energía disponible aproximadamente un 14.5% de las ventas totales. Con lo cual se alcanzarían en el escenario moderado parámetros totales de pérdidas de 17.3, 17.6, 17.8% de las ventas totales respectivamente en los años 2011, 2012 y 2013.

Esperar que las pérdidas técnicas de distribución en el largo plazo (2014-2024), no deben ser mayores de 5%, es otra premisa general considerada en los escenarios de perdidas. La misma es consecuente, con esperados cambios en la regulación del sistema. Por consiguiente, para el presente análisis se ha considerado como metas al año 2013 alcanzar parámetros de 6%, 5% y 6.5%, de perdidas técnicas, respectivamente en los escenarios moderado, optimista y pesimista.

Detalle de los Escenarios de Pérdidas considerados en el Pronóstico de la Demanda 1911 -2025:

En el escenario moderado, las pérdidas totales se reducen de 17% en el 2010 a 17.75 de las ventas totales, en el 2013. Como meta, se espera alcanzar esta cantidad de pérdidas, producto de la hipótesis de incremento esperado de las pérdidas de transmisión por incremento del flujo y a un esfuerzo moderado en controlar las pérdidas no técnicas, para mantener o reducir las mismas del 6.5% al 6% de las ventas totales, al año 2013.

Para el escenario optimista, la reducción de las pérdidas totales es mayor, llegando a 16.9% de las ventas totales en el 2010. Este escenario asume mejores prácticas empresariales de distribución, enfocadas a reducir las pérdidas no técnicas a menos de 5% en el 2013, al mismo tiempo de considerar mayor disponibilidad de pago, debido a la mejor situación económica general.

Con respecto a un escenario pesimista, se mantiene los parámetros alcanzados en transmisión en estos dos últimos años, sin mejoras algunas. Con respecto a la actividad de distribución, las perdidas no técnicas permanecen en un parámetro de 6.5%, hasta el año 2013, casi 1% más con respecto al escenario optimista. Con esto, el escenario pronostica pérdidas totales por 18.2%

ELEKTRA informa por medio de la Nota DDI-ADM-001-2010, que las perdidas Técnicas de distribución se encuentran entre 6.5 y 7%

Los detalles de cálculo se presentan en el Anexo I -3, Cuadro No. 16.

PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

El análisis de la serie histórica de los precios promedios de la energía eléctrica (en Balboas de 1982), muestra un incremento promedio inferior al IPC. Los registros históricos anteriores a 1998,[44] año que marca el cambio al nuevo régimen de producción y distribución de la electricidad en Panamá, muestran una tasa de incremento promedio anual de los precios en 28 años de solo 1.5% de crecimiento real anual. Con lo que se puede decir que durante este periodo, anterior a la restructuración del subsector eléctrico, el país disfruto de un precio de energía eléctrica estable.

De 1998 al año 2003,[45] periodo inicial de la restructuración del subsector, la tasa de incremento real anual fue de 0.3%, mientras en el periodo reciente, 2004 al 2010, la tasa de incremento anual fue de 3.0%, en donde se destacan por su volatilidad los años 2008 y 2009, con la alta variación entre 2008-2007, en que el precio de energía eléctrica impulsado por el alto precio alcanzado por los combustibles, creció cerca 15% y la declinación de los precios al año siguiente llevo a una variación inversa en el 2009-2008, donde el precio cayó un 16%, con lo cual se contrarrestan los altos efectos contarios, regresando en la práctica al precio del año 2007.

Con lo que para todo el periodo del nuevo régimen del sector eléctrico (1998-2009), el sistema nacional tuvo una tasa anual sostenida de crecimiento de 1.6%. Esto, a pesar de que los precios promedio calculados no consideran el efecto de los subsidios, ya que los Ingresos por ventas de las distribuidoras contienen, tanto lo facturado a los consumidores, como los subsidios recibidos, por un grupo considerable de los consumidores residenciales. Por lo cual, es necesario mencionar, que la señal recibida por los consumidores finales es de una energía consumida más barata.

[44] Se selecciono este periodo de referencia, para visualizar el efecto de privatización de la generación y distribución del sector eléctrico nacional. En cumplimiento de la LEY Nª 6, del 3 de febrero de 1997. En la que se "Dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Publico de Electricidad.

[45] La implementación real de la reestructuración del subsector eléctrico, es a partir de julio de 1998, pero por conveniencia estadística se contabilizan los efectos a partir del año 1999.

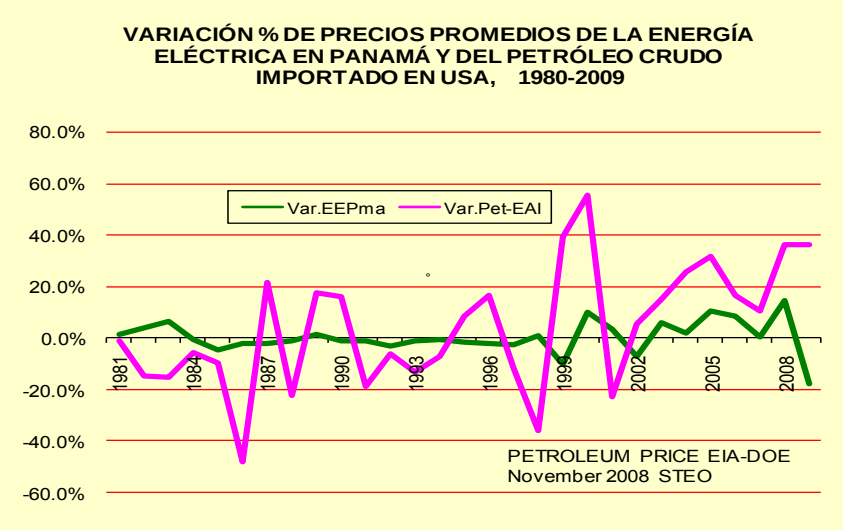


Figura 1.17

Como se señala en ediciones anteriores de los pronósticos, las perspectivas de los precios de la energía eléctrica en Panamá, se fundamentaban en los pronósticos de precios internacionales del crudo de petróleo, elaborados por la "Energy Information Administration (EIA-DOE)".[46] Estas proyecciones de precios del petróleo crudo que van hasta el año 2035, se utilizan por considerarlas conceptualmente apropiadas para el análisis de pronósticos de precios desarrollado por ETESA, sumado a la disponibilidad inmediata de esta información.

Como se señaló en los cambios anteriormente realizados al modelo, el análisis histórico del periodo 2000-2007 demostró que con alguna relatividad, sistemáticamente la variación de los precios de la energía eléctrica de Panamá se desfasaba un año, respecto a los precios promedios de importación de crudo, contenido en los pronósticos del EIA-DOE (Anexo I-3, Cuadro No. 17). En consecuencia, para las anteriores proyecciones se asumió que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral del Régimen Tarifario de Distribución, prevalecería en el corto y mediano plazo, dado que dicho mecanismo de fijación de precios locales se mantiene en el régimen que entro en vigencia en a partir del año 2007.

[46] Short-Term Energy Outlook, December 11, 2007 Release, Annual Energy Outlook 2008 (early Release), December 2007

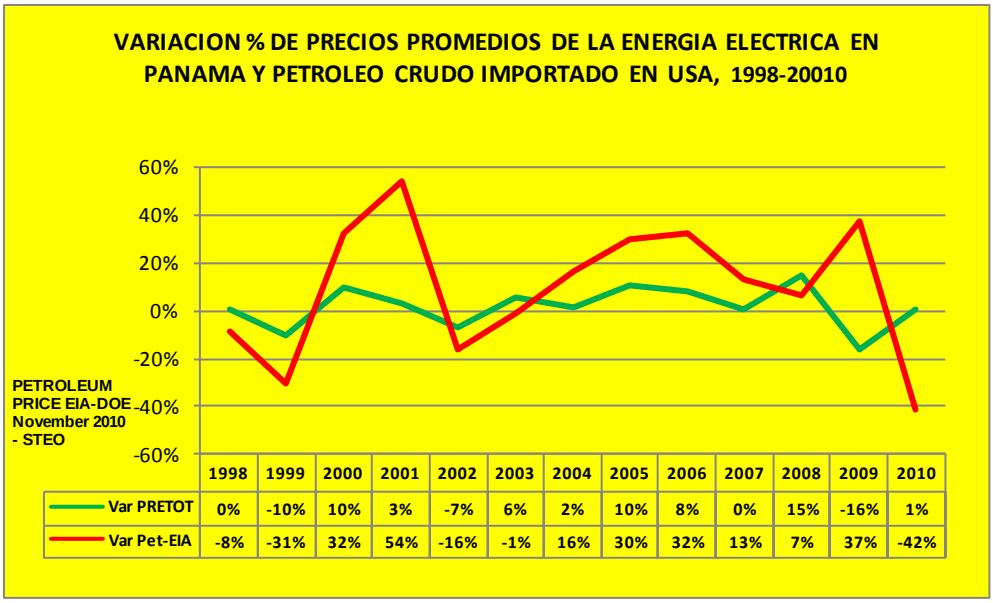


Figura 1.18

Pero en los últimos tres años esta probable correspondencia encontrada entre la variación del precio real de la electricidad consumida en panamá, con la variación desfasada del precio del crudo importado por los Estados Unidos, como referencia del precio de compra nacional de los combustibles, para generación es cada vez mas disímil, como lo muestra la figura para los años 2008-2010. Consecuente con la volatilidad del precio mundial del crudo y por consiguiente sus derivados, su efecto colateral en otras fuentes energéticas, ya sea por escasez momentánea de los suministros, problemas estructurales en la capacidad mundial de refinación, de las dificultades en el transporte masivo del crudo, derivado de los fenómenos de geopolítica global.

Por consiguiente en esta versión de los Pronósticos de Demanda 2011 -2025, se ha preferido encontrar una nueva referencia, que de mejores señales para pronosticar el precio futuro de la electricidad local. Luego de analizado las alternativas, se observo una correspondencia aceptable entre las variaciones del precio promedio de la energía eléctrica total consumida en Panamá (PRETOT), con la variación histórica del indicador de precio promedio al consumidor final de todas la regiones en los Estados Unidos (*End-Use Prices*)[47], como se evidencia en la figura siguiente, en donde se muestra una correspondencia relativa en cambios de los precios reales de la energía eléctrica al consumidor final.

[47] EIA- DOE,Table 8. Electricity Supply, Disposition, Prices, and Emissions, aeo2010r.d111809a, All sectors Average.

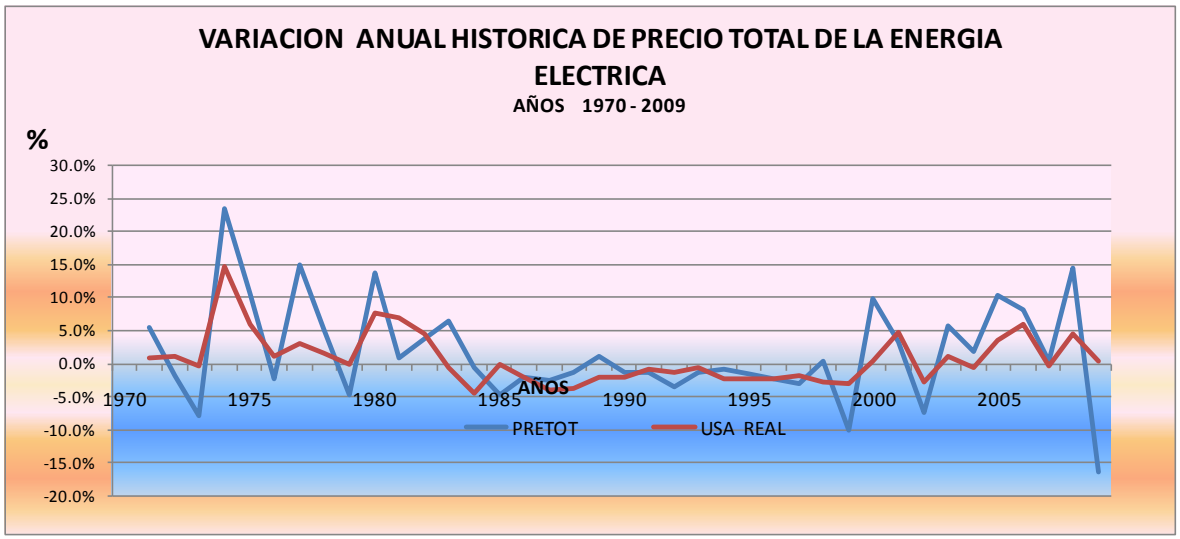


Figura 1.19

Dada la correspondencia relativa entre las variaciones del precio de la energía eléctrica a los consumidores, ETESA decidió utilizar como referencia para el pronóstico de precios de la electricidad en el Modelo, el indicador de pronóstico de precios para la electricidad al consumidor final que elabora el EIA-DOE, para el territorio norteamericano, en los próximos 35 años. La bondad de estos pronósticos se fundamenta, en la conjunción integrada de las premisas de consumo, existencia actualizada de los inventarios energéticos en general, precios y suministros de importación de los crudos, costos mundiales de la refinación de los combustibles, perspectivas de ingreso, etc., por un grupo permanente de especialistas dedicado únicamente a estos menesteres.[48]

En la Tabla siguiente se presenta por año los pronósticos de precios de la electricidad en Panamá, PRETOT, para el periodo 2011-2025, derivados de la variación de precios anual de los precios de la electricidad al consumidor final, pronosticados por el EIA-DOE.[49]

[48] Ídem, hm2010.d020310a.

[49] El detalle de los Precios PRETOT, se encuentra en el Anexo I-3, Cuadro 17

AÑO	PRONOSTICOS DE PRECIOS REALES DEL PRETOT		
	Basado en Var. Precios Reales USA		
	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth
2010	10.6972	10.7054	10.6915
2011	10.2118	10.3535	10.1055
2012	10.7156	10.9326	10.5504
2013	10.8889	11.0920	10.6336
2014	10.9563	11.1591	10.6939
2015	11.0955	11.3437	10.7983
2016	11.3531	11.6244	11.0036
2017	11.5743	11.8237	11.1254
2018	11.7331	12.0364	11.2596
2019	11.8682	12.2700	11.3377
2020	12.1168	12.5563	11.5565
2021	12.3709	12.8379	11.7535
2022	12.5995	13.0490	11.9688
2023	12.8632	13.3054	12.1984
2024	13.1089	13.6923	12.5264
2025	13.2771	14.0464	12.8702

Tabla 1.14

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES PARA GENERACION ELECTRICA

Aunque en el presente Pronóstico de la Demanda 2011-2025, ETESA no utilizará como referencia la variación de los precios del crudo internacional de petróleo, para pronosticar la variación de precios de la electricidad en Panamá, por encontrar que la anterior correspondencia entre ambos indicadores, ya no es muy clara. ETESA considera necesario continuar con el análisis de precios de los combustibles, para generación eléctrica o de realmente el análisis de su precio directriz, como lo es el precio internacional del crudo de petróleo, por su incidencia directa en el costo final de la generación eléctrica, de la cual se derivan los precios futuros de la electricidad al consumidor final.

En la actualidad el precio alto y volátil del crudo, en el corto plazo, para la EIA –DOE, se fundamenta entre otras razones: en los riesgos geopolíticos en evolución, de un sostenido incremento de la demanda vegetativa de energía por las economías tradicionales, de las esperadas disminuciones de inventarios de crudos de las principales economías mundiales por razones financieras y de las actuales y persistentes restricciones de la capacidad mundial de refinamiento de la industria, dado el volumen de inversión requerido. Adicionalmente, a las anteriores razones se agrega en los últimos años, el efecto de un reciente y no tradicional incremento sostenido en el consumo mundial de crudo y sus derivados, de economías emergentes, especialmente de India y China.

Los pronósticos de demanda anteriores emitidos por la Gerencia de Planeamiento se fundamentaban en las expectativas del EIA–DOE de mantener una proyección de referencia de los precios mundiales del crudo, similar a sus proyecciones de 25 años AEO2006 y AEO2007, AEO2008. En la que el organismo norteamericano visualizaba en el caso de referencia y los casos alternativos, un comportamiento del precio del crudo estabilizándose en el corto plazo para luego en el periodo medio declinar en términos reales y luego incrementarse hasta un precio nominal menor al precio real registrado en el último año del periodo de referencia.

Desde el año anterior, 2009, se utiliza una nueva concepción futura de los precios de los combustibles líquidos, por parte de la EIA-DOE, reflejando la nueva situación geopolítica global, consecuente con los efectos de la reciente crisis económica-financiera.[50]

De acuerdo a la nueva concepción EIA-DOE, los precios actuales del crudo son una fuente considerable de incertidumbre en las proyecciones. En esta nueva concepción, el EIA olvida la ficticia estabilización del precio del crudo y en su defecto se inclina ahora por un elaborado pronostico, con un incremento paulatino de los precios hasta el año 2015, como en el caso de referencia con una tasa anual de crecimiento de 4.05% anual y de allí luego un crecimiento en declinación hasta el 2035.

[50] International Energy Outlook 2009 IEO2009, mayo de 2009. Energy Information Administration

En la siguiente figura se presentan gráficamente las perspectivas futuras del crudo de acuerdo a las proyecciones del EIA.

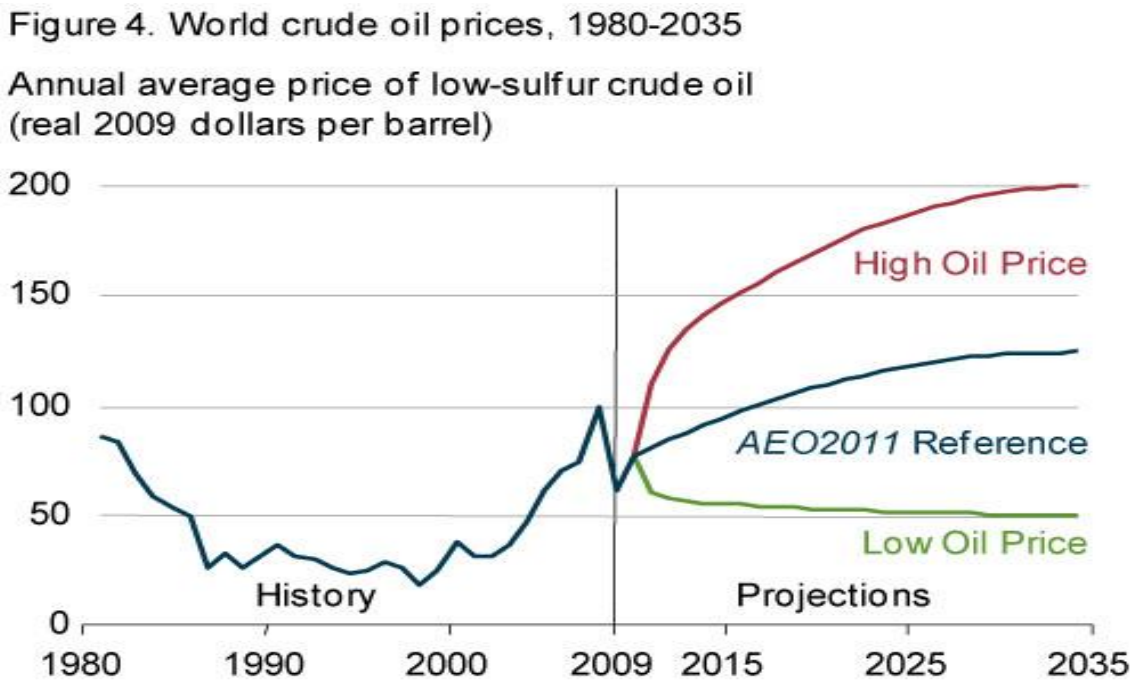


Figura 1.20

Las tres trayectorias del precio mundiales del crudo de petróleo, en el IEO2009 en términos constantes, resumen las perspectivas del EIA. Los tres casos del precio del petróleo se basan en escenarios distintos, cada uno con asunciones alternativas que reflejan supuestos sobre las fuentes y los costes de suministros de petróleo en el mundo.[51]

En el Caso de Referencia (conservador o moderado), el precio promedio del crudo utiliza como base 77.5$/barril en el 2010, luego de obtener un pico máximo de 99.7$/b. en el año 2008 en términos reales (nominales en 145.40 $/b.), para el mes de julio. Luego, gracias a un incremento de la demanda y a esperados mayores costos de producción, el precio real se incrementaría en un 22% en términos constantes al 2015 y luego en incrementos equivalente a una tasa acumulada anual de 2.7%,1.7%, 0.9 y 0.3 hasta el año 2035. Alcanzando en ese año, un precio real de 125.0 dólares (en dólares del 2009) o cerca de los 200 dólares el barril de crudo en precios corrientes.[52]

[51] En el Anexo No. I - 5, PERSPECTIVAS MUNDIALES DEL PRECIO DEL CRUDO DE PETROLEO, se presentan los fundamentos de los tres casos de precios.

[52] El EIA-DOE presenta anualmente en Anual Energy Outlook (AEO) Tres proyecciones basadas en los análisis de sus especialistas, el Referente case, Low Oil Price case y el High Oil Price case. Cada uno

Escenario de precio, más bajo que el presentado en el año anterior, consecuente con la declinación de los precios del crudo internacional desde la segunda mitad del año 2008, una tendencia de precios reales en el año 2009 al 2010 que se ha mantenido en una franja de precios de 70 a 85 $/Barril.

PRECIO DEL CRUDO INTERNACIONAL
AÑOS 2010-2035
TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

PERIODO	High Price	Low Price	Reference
	Porcentual (%)		
2010-2015	*13.51%*	*-6.64%*	*4.05%*
2015-2020	*2.98%*	*-0.80%*	*2.71%*
2020-2025	*1.90%*	*-0.60%*	*1.71%*
2025-2030	*1.08%*	*-0.38%*	*0.93%*
2030-2035	*0.40%*	*-0.12%*	*0.30%*

Tabla 1.15

Por otro lado, el EIA-DOE considera que los miembros de OPEP mantendrán su participación de 40 a 44 % del mercado durante el periodo de referencia. Adicionalmente la proyección AEO2009 considera que el desarrollo tecnológico incrementara un significativo potencial de productores NO OPEP en diversas regiones como Brasil, Azerbaiyán, Kazakstán y Canadá con las arenas petrolíferas o Bitumen (oíl sands).

Desde que los precios reales del crudo han superado el rango de los 30 a 60 dólares por barril, este nivel de precios es suficiente alto para hacer económicamente viables algunas fuentes alternativas de energía, como Etanol, Bio-fuel, CTL y GTL, entre otras, lo que incrementaría la oferta energética.

Recientemente, los precios reales de los crudos han alcanzado los rangos de precios estimados anteriormente por el EIA-DOE, pero basado en concepciones distintas a su elaboración. En la práctica, los precios alcanzados obedecen a una inesperada recesión económica mundial iniciada por el colapso financiero e hipotecario de EEUU que fue exportado a las principales economías europeas y asiáticas, para luego afectar indirectamente al sector emergente más dinámico de la economía mundial, el grupo BRIC (Brasil, Rusia, India y China)

Por consiguiente, ETESA considera que dado los precios vigentes de los crudos, de la situación actual del mercado, de los riesgos geopolíticos, y del efecto en el ámbito económico nacional, la

basado en las premisas particulares del consumo mundial, producción, reservas probadas y el desarrollo de fuentes alternativas.

reciente concepción del EIA sobre de los precios para el crudo de petróleo refleja más fielmente la noción futura de los precios de los combustibles.

Por lo cual propone para el escenario medio o moderado de energía eléctrica, se debe considerar la utilización de variación de los pronósticos de precios del llamado caso de Referencia del petróleo crudo (Reference Case Oil). Para el escenario optimista, se considera utilizar la variación anual del pronóstico de precios bajos del crudo, o sea el caso Low Price Oil. Con respecto al escenario pesimista considera utilizar el High Price (Anexo I- 3, Cuadro No. 17)

Para los estimados del EIA–DOE, el organismo norteamericano utiliza los pronósticos de la canasta de crudos ligeros bajos en sulfuro entregados a las refinerías en Estados Unidos (Imported Low Sulfur Light Crude Oil), el cual representa el grueso del crudo utilizado por las refinerías de ese país, ya que Norteamérica es un importador neto de hidrocarburos.

1.5 INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO.

Con la puesta en servicio en el año 2009, de la S/E Changuinola 230/115/34.5 kV, se integra la provincia de Bocas del Toro al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Al no tener esta área agregada a un agente especifico de distribución del SIN, se ha incorporado esta carga como nueva dentro del Modelo de Demanda. La carga correspondiente a dicha región, se simula como demanda adicional dentro del sector de consumo denominado “Bloque”, a partir del año 2009.

La Empresa Bocas Fruit Co. (BOFCO), un enclave de producción de banano de exportación, es responsable desde hace décadas, no solo de la autogeneración de electricidad para el consumo de sus actividades agroindustriales, sino también del suministro total a nivel de distribución de gran parte del área económica de esta zona aislada.[53]

Para la estimación del nuevo consumo a conectarse en la S/E Changuinola, en el año 2009, se utilizaron los datos suministrados por BOFCO, y en primera instancia los datos de la Empresa Petroterminales de Panamá, S.A. **(PTP)**, Empresa dedicada al transbordo transoceánico de crudo de petróleo, con el fin de bombear el crudo de la terminal atlántica a la terminal de Charco Azul, en el océano Pacifico. La solicitud consiste en conectar el SIN a su sistema de bombeo en el área

[53] BOFCO, vende sus excedentes de energía a la población área, en virtud de la autorización de su Contrato Ley, En el año 1997, la ASEP, en consideración de la Ley 6, por medio de la Resolución JD-1242 insto a la empresa frutera a mantener el servicio eléctrico a la población, hasta que se implementara una concesión de distribución.

No es hasta el año 2010, que el Estado toma la decisión de adquirir los activos eléctricos de BOFCO, para cederlos a una futura concesión administrativa de distribución, en el año 2013, cuando se cumple el plazo para la convocatoria del proceso de competitivo de libre concurrencia.

de Chiriquí (S/E) Cañazas, con un requerimiento de hasta 200 GWh anuales. Esta ultima carga atendida anteriormente por su propio sistema de autogeneración.

En el año 2010, a partir del mes de marzo, PTP dejó de ser un Gran Cliente, haciéndose cargo de su demanda y energía, la distribuidora EDCHI, por lo cual a partir de este año no suma a los aportes del segmento Bloque dentro del Modelo de Consumo. Como resultado de esta condición, el CND modifica a partir del mes de julio de 2010 las demandas máximas y coincidentes del sistema. [54]

Para el escenario moderado, se establece la tasa de crecimiento de esta previsión, resultante de los contratos de suministro respectivos. Con respecto al escenario optimista, se establece un incremento adicional de 5% a las previsiones de BOFCO, a partir del año 2011, a efecto de una potencial expansión económica de la Provincia de Bocas del Toro, que impulse positivamente un sostenido desarrollo regional.[55] Adicionalmente, se estableció un escenario pesimista para efectos comparativos, el cual considera una contracción de 5% de la demanda de BOFCO, a partir del año 2012.

Con la demanda prevista de AES- BOFCO, el consiumo de energia de la provincia de Bocas del Toro a atender por el SIN, se incrementa en el periodo evaluado de 31.7, 38.3 y 28.44% respectivamente en los escenarios moderado, optimista y pesismista. La diferencia en consumo electrico entre el escenario moderado y optimista y el escenario pesimista son de 5 y 2 GWh al final del periodo de referencia, año 2024, o sea entre un 7% y -3%.

En el Anexo I-3, Cuadro No.20, se presentan las tablas de pronóstico para la carga de la Provincia de Bocas del Toro, en el periodo 2011-2025.

[54] Mediante las notas AES-GME 60-10- del 15 de julio de 2010, AES-GME 62-10- del 22 de julio de 2010, AES-GME 65-10- del 10 de agosto de 2010, la Empresa AES PANAMA como representante de Bocas Fruit CO., entregó al CND consumo de energía, curvas típicas y las proyecciones de demanda, factor de carga y demanda máxima, del 2011 al año 2031.

[55] Consecuente con la reciente disponibilidad de fluido eléctrico confiable, de recursos naturales de la región y de los impactos de un desarrollo del “turismo estacional y residencial”,

1.6 MEGA PROYECTOS ESTATALES

Dentro del horizonte del presente pronóstico de energía eléctrica 2011-2025, se visualiza el desarrollo por parte del Estado, de magnas obras con consumos intensivos de energía eléctrica, en la que se destacan entre otros la Ampliación del Canal, el proyecto integral de Saneamiento de la Bahía, la implementación de un sistema de Transporte Masivo en la Ciudad de Panamá (METRO), Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumén.[56] Proyectos, que se encuentran en diferentes niveles de ejecución y de los mismos, solo el primero tiene garantizado con la ACP el suministro de su carga, por lo cual los requerimientos directos de energía de este proyecto no han de ser considerados en el pronóstico.

Por el contrario, los futuros requerimientos de energía eléctrica de los proyectos de tratamiento de las aguas servidas de la Ciudad de Panamá (2013), del Metro (2014) y de la expansión del aeropuerto internacional,[57] deben ser incorporados al Pronóstico de energía. En consideración a su impacto en el sistema y por conveniencia operativa del modelo de pronósticos, se incorporan dentro del segmento Bloque.

A continuación, una descripción somera de estos proyectos, con la mejor estimación a la fecha, de los probables inicios de operación y de un estimado de carga que los mismos requerirán del Sistema Interconectado en el periodo de estudio.

Sobre el proyecto de la nueva ciudad gubernamental, es necesario hacer un aparte especial, ya que aunque el proyecto supero la etapa de conceptualización y que el Gobierno Nacional se encuentra en busca de los financiamientos que permitan su implementación, dentro del periodo de pronósticos, no será considerado, para la entrega de una energía incremental por parte del sistema. La razón es simple, no es una demanda nueva, sino la centralización de carga dispersa actualmente a través de la ciudad.

SANEAMIENTO DE LA BAHÍA

[56] En el periodo se han mencionado otros grandes proyectos, que a la fecha de edición de este informe, los mismos no estaban totalmente conceptualizados y/o configurados, o que su implementación no tienen implicaciones significativas sobre la demanda y consumo de la energía eléctrica. Entre los primeros tenemos la construcción de un nuevo Centro de Convenciones, la Torre Financiera, el Desarrollo de la Cadena de Frio. Entre los segundos se tiene, una nueva fase de expansión de la Cinta Costera de la Ciudad de Panamá (San Felipe –Amador), construcción de la nueva viabilidad para el tránsito de la Ciudad de Panamá, de la construcción de la fase final de la Autopista Panamá Colon (Santa Rita – Colón), Vía Panorámica Howard – Campana, un Tercer puente sobre el Canal y otras obras propuestas a nivel de perfil. Panamá, Plan Estratégico de Gobierno 2010-2014, Diciembre del 2009.

[57] A la fecha, se ejecuta la Fase II del Plan Maestro de Expansión, construcción del Muelle Norte, para el segundo semestre del año en curso (2011), de acuerdo la al Plan original, mas existe la intención del Ejecutivo de realizar la otras fases pendientes, antes del año 2014, adelantando las obras pendientes y por lo tanto los requerimientos de energía.

Considerado un "Proyecto de Estado", en el año 1959 se prepara el Plan Maestro de Saneamiento Para La Ciudad de Panamá (Greeley and Hansen, 1975); en 1977 se actualiza el plan maestro por Hazen and Sawyer-Tecnipan, que divide la ciudad en dos subsistemas. En el año 1998, con el financiamiento del BID, se preparo un Plan Maestro y Estudio de Factibilidad para el Saneamiento de la Ciudad y la Bahía por el consorcio Cesoc.

Posteriormente, se realizaron estudios adicionales que dieron como resultado en el año 2001, el concepto final del Plan Maestro Consolidado (PMC), del MINSA, que recomendó la construcción de nuevos alcantarillados sanitarios y la rehabilitación del sistema de recolección, nuevas colectoras, estaciones de bombeo y líneas de impulsión, además de plantas de tratamiento con nivel de depuración para cumplir con las normas de afluentes de aguas residuales establecidas. En el PMC (MINSA), se establecen las dimensiones y costos de las estaciones y de la Planta de Tratamiento, según el área de influencia.

Por lo cual, este proyecto integral, se perfecciona y pacta en la gestión gubernamental 1995-1999, se inicio en la siguiente administración y ha continuado hasta la actual administración, una ejecución de más de 13 años, como un proyecto de punta para la sociedad. El Saneamiento de la Bahía tiene como objetivo principal el mejoramiento de las condiciones sanitarias y ambientales del aérea metropolitana y la disminución de la contaminación de los ríos urbanos y las zonas costeras, lo que se traduce en una recuperación del ambiente ecológico y una mejora en el potencial turístico del área de la Bahía.[58]

Luego de evaluadas las alternativas posibles, el consultor de diseño del Proyecto,[59] seleccionó como solución, la implementación en toda la Ciudad de un nuevo sistema de intercepción e impulsión de las *"aguas servidas"* complementada con las respectivas estaciones de bombeo a una Planta de Tratamiento Aguas Residuales (PTAR), para la disposición final.

El Proyecto está dividido en cuatro componentes principales:

1. Construcción de Redes Sanitarias
2. Construcción y Rehabilitación de colectoras y Líneas de impulsión
3. Sistema interceptor
4. Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR)

El proyecto se construirá en dos etapas. La primera Etapa, corresponde al saneamiento de la ciudad, desde el Casco Viejo hasta el Corregimiento de Tocumén y tiene a su vez dos fases. La segunda etapa incorporaría el traslado y tratamiento de los aporte de las aguas residuales de nuevas estaciones de bombeo de Tocumén y de comunidades del área este. Aumentando la capacidad de tratamiento de la PTAR hasta un flujo de aguas servidas, en el año 2035 de hasta 6,196 m^3.

[58] Informe "*Final Technical Assitance Report, Panama Bay Sanitation Project"*, de septiembre 2003 realizado por Hazen & Sawyer, del Estudio del Plan Maestro CESOC de mayo de 2001.

[59] Nippon Koei Co., Ltd., contratada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en marzo del 2005.

La primera fase de la primera etapa, el cual consiste en la construcción de 47 km. de Redes y Colectoras ya está en ejecución e inició en el año 2006. De acuerdo al último Informe ejecutivo de avance del Proyecto,[60] las obras en ejecución de esta fase debieron culminar totalmente, a principios del 2010.

La segunda fase de esta primera etapa consiste en la construcción de un sistema interceptor de aguas residuales, la planta de tratamiento (PTAR) y un servicio de consultoría para el gerenciamiento del Proyecto. El sistema de Túnel Interceptor de 8.2 km., ya licitado, una de las principales obras tiene orden de proceder desde el 29 octubre del 2010, con un tiempo de construcción de 42 meses.

La segunda fase del proyecto se complementa con la construcción de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales, la cual funcionara en el área de Llano Bonito, Corregimiento de Juan Díaz, se inició en conjunto con las obras del túnel interceptor. El contrato lo gano el Consorcio Constructora Odebrecht, S.A., luego del concepto favorable del Consejo de Gabinete, emitido en la resolución de gabinete No.110, del 25 de agosto de 2009.

El contrato es por un monto de hasta 211.7 millones de dólares para la construcción de la PTAR y 33.9 millones de dólares más para la operación y mantenimiento por los siguientes 48 meses a la puesta en operación. De continuarse el cronograma sin retrasos importantes, la construcción de la PTAR deberá estar lista en 36 meses, luego de la orden de proceder, con lo cual las principales obras de esta primera etapa del Proyecto deberán estar listas y en operación entre los años 2013 y 2014.

Con respecto a los componentes electromecánicos del Proyecto diseñado para el sistema de conducción, los mismos consisten en siete grandes estaciones de bombeo que transportan los flujos de hasta 1,600 lps, equipadas con bombas sumergibles que alcanzan potencias de hasta 600 HP. Cada estación de bombeo estará alimentada a través de dos circuitos independientes provistos por EDEMET o Elektra Noreste, dependiendo de la ubicación de cada estación de bombeo. Las principales partes del sistema eléctrico de las estaciones comprenderán un transformador, dos generadores y un centro de control de motores (CCM).

Cinco de las subestaciones, se construirán en la primera etapa del Proyecto, son las estaciones de Paitilla, Boca La Caja, Río Abajo, Matías Hernández y Juan Díaz. Las dos estaciones de bombeo restantes Tocumén y Ciudad Radial entraran en operación en el año 2020. Estas estaciones de Bombeo tendrán en total un consumo de energía en el horizonte del pronostico que va de 16 a 23.2 GWh, del año 2013 al 2025.

[60] Resumen Ejecutivo, septiembre del 2008

CONSUMO DE ENERGIA EN LAS ESTACIONES DE BOMBEO
DEL SISTEAMA DE SANEAMIENTO DE LA BAHIA
En kWh

AÑO	ESTACIONES DE BOMBEO							
	PAITILLA	BOCA LA CAJA	RIO ABAJO	MATIAS HERNANDEZ	JUAN DIAZ	CIUDAD RADIAL	TOCUMEN	TOTAL
2010	4,983,000							
2011	5,085,000							
2012	5,188,000							
2013	5,290,000	3,602,000	2,397,000	2,645,000	2,149,000			16,083,000
2014	5,392,000	3,875,000	2,443,000	2,696,000	2,191,000			16,597,000
2015	5,494,000	3,949,000	2,498,000	2,747,000	2,232,000			16,920,000
2016	5,596,000	4,022,000	2,536,000	2,798,000	2,274,000			17,226,000
2017	5,692,000	4,095,000	2,582,000	2,849,000	2,315,000			17,533,000
2018	5,800,000	4,169,000	2,628,000	2,900,000	2,357,000			17,854,000
2019	5,902,000	4,242,000	2,674,000	2,951,000	2,398,000			18,167,000
2020	6,004,000	4,315,000	2,720,000	3,002,000	2,440,000	469,000	2,345,000	21,295,000
2021	6,106,000	4,388,000	2,767,000	3,053,000	2,481,000	477,000	2,385,000	21,657,000
2022	6,208,000	4,461,000	2,813,000	3,104,000	2,522,000	485,000	2,425,000	22,018,000
2023	6,309,000	4,535,000	2,859,000	3,155,000	2,564,000	493,000	2,465,000	22,380,000
2024	6,411,000	4,608,000	2,905,000	3,206,000	2,605,000	501,000	2,504,000	22,740,000
2025	6,614,000	4,681,000	2,951,000	3,256,000	2,646,000	509,000	2,544,000	23,201,000
TOTAL	76,818,000	54,942,000	31,822,000	35,106,000	28,528,000	2,425,000	12,124,000	230,470,000

Tabla 1.16

En lo tocante a la PTAR, el sistema electromecánico está compuesto de:

- Subestación eléctrica con 2 transformadores de 12.75 MVA 13.8/4.16 kV
- Subestación eléctrica con 4 transformadores de 3.75 MVA 4.16kv/480v
- 16 motores para sopladores de 700 HP, 4.16 kV. 36000rpm
- Dos generadores diesel de 3.5 MVA, 4.16kv, 400 A, 1800 rpm;
- Cuatro paneles de fuerza con barras 5000 A, 480v, 3 fases;
- 24 Paneles de distribución desde 100 a 800 A, 480 v, 3 fases,
- Paneles para iluminación y fuerza para equipos auxiliares 50 y 100 A, 480 v, 3 fases.
- Medidores eléctricos en 13.8 kV y 4.16 kV, 3 fases para voltaje, amperaje wattaje, potencia reactiva aparente, frecuencia, factor de potencia, demanda, armónicas, etc.

Por la magnitud de la demanda de la subestación eléctrica de casi 25 MVA, el estudio de NIPPON KOEY CO., LTD., recomienda que la empresa distribuidora de servicio eléctrico del área de concesión comercial, considere seriamente la posibilidad de construir una estación generadora de energía eléctrica cercano a la PTAR, para proveer directamente la energía al Proyecto o construir

una L/T desde la subestación eléctrica de Cerro Viento , en 115 KV, de tal forma que las perdidas sean mínimas en los casi 8 a 10 Km.[61]

El diseño básico de la PTAR incluye dos generadores capaces de suministrar el 66% de la carga total requerida por el proceso. Esto representa una tercera fuente de energía ya que la PTAR se diseño con prioridad uno es decir que tiene fuente doble e independiente de energía. Si la falla es total en ambos circuitos las plantas diesel de emergencia pueden suplir en 4.16 kV a 480 a cada uno de los circuitos secundarios de los transformadores, pero solo un 1/3 de la carga total de cada circuito +/- 3.33 MVA por circuito, para un total de +/- 6.66 MVA para toda la instalación de tratamiento. Solo las cargas de los procesos de tratamiento indispensables serán conectadas a estos generadores. La carga total de PTAR en su etapa inicial se estima en 18 MW.

La capacidad máxima de carga de cada uno de los generadores diesel se diseñó para suplir la demanda de 28% de la potencia de total de 12.75 MVA de los transformadores de 13.8/4.16 kV. La capacidad combinada de estos dos generadores puede suplir el 56% de la potencia de la subestación conformada por dos transformadores para un total de 25.5 MVA. Estos generadores solo suplirán las cargas críticas de los procesos de tratamiento de la PTAR.

CONSUMO ELECTRICO DE PLANTA DE TRATAMIENTO AGUAS RESIDUALES (En Gwh)													
AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ENERGIA	40.7	41.4	42.2	43.1	43.9	44.8	45.7	46.6	54.7	55.4	56.2	57.0	57.8

Tabla 1.17

En consecuencia de los requerimientos de energía totales del Proyecto del Saneamiento de la Bahía, que han de incidir en el SIN, en el horizonte del Pronostico 2011-2025, por la operación y mantenimiento, incluyendo el consumo de las estaciones de bombeo se resumen en el siguiente cuadro.

[61] Dependiendo de la ubicación final de PTAR

CONSUMO DE ENERGIA EN EL PROYECTO DEL SANAEAMIENTO DE LA BAHIA

En GWh

CONSUMO ELECTRICO DEL PROYECTO SANEAMIENTO DE LA BAHIA			
AÑO	CONSUMO (GWh)		
	ESTACIONES/ BOMBEO	PTAR	PROYECTO
2013	16.1	40.7	56.7
2014	16.6	41.4	58.0
2015	16.9	42.2	59.1
2016	17.2	43.1	60.3
2017	17.5	43.9	61.4
2018	17.9	44.8	62.6
2019	18.2	45.7	63.8
2020	21.3	46.6	67.9
2021	21.7	54.7	76.3
2022	22.0	55.4	77.5
2023	22.4	56.2	78.6
2024	22.7	57.0	79.7
2025	23.2	57.8	81.0
TOTAL	254	629	883

Tabla 1.18

TRANSPORTE MASIVO DE LA CIUDAD DE PANAMÁ

La configuración urbana de la Ciudad de Panamá encuadrada por el océano Pacifico y el área de influencia del Canal de Panamá con los respectivos parques forestales han provocado que la ciudad crezca en forma alargada y triangular hacia el norte y este. La ciudad se ha extendido en las dos últimas décadas, más allá de Juan Díaz hacia Pedregal, Mañanitas, Tocumén por el este. Hacia el norte los límites de la ciudad continua creciendo a lo largo de la Carretera Transístmica hasta un punto medio de la misma, el área de Chilibre. Como es normal en las ciudades latinoamericanas, en estos extremos de la ciudad se han afincado bolsones de la población trabajadora de menores ingresos, convirtiéndose los mismos en áreas dormitorios. Entre estos dos rayos, se encuentra el Distrito Especial de San Miguelito, el de mayor densidad poblacional

Este crecimiento alargado ha traído como consecuencia grandes problemas de movilización de la población más vulnerable que deben viajar de los centros dormitorios hacia los centros de trabajos y educativos en el extremo oeste de la ciudad, pegado a la entrada pacifica del CANAL. No existiendo al momento, alternativa posible en el mediano plazo (cuatro a cinco años), que no sea la implementación de un sistema de transporte masivo para la ciudad.

El proyecto propuesto consiste inicialmente en dos líneas paralelas desde las áreas Este y Norte convergiendo el área de Calidonia-Albrook, conectadas por medio varias estaciones intermedias de acceso a las cuales serian alimentadas por líneas del nuevo Sistema de Buses Metropolitano,[62] provenientes de las diversas comunidades de la ciudad.

El diseño conceptual del proyectado Metro Capitalino lo realizó el consorcio suizo mexicano panameño POYRY, CAL y Mayor Geoconsult, ganadora de la licitación para consultor y asesor integrador del sistema Metro de Panamá. Como un sistema de transporte masivo urbano de la ciudad, debe ser dinámico, la demanda o cantidad de usuarios crecerá a medida que se conectan las comunidades, primero las del centro urbano y luego las más alejadas. Esto, implica que se construiría por etapas, el sistema se expandiría o se le agregarían nuevas rutas para cubrir las aéreas de acuerdo con las exigencias de su demanda y de la disponibilidad de fondos. Proyecto para el cual el Gobierno Panameño pretende invertir más de mil millones de dólares, en la primera etapa, que comprende la construcción de la primera línea del Metro, que se origina en el área de Los Andes, pasando por la vía Transístmica, Vía España, Calidonia con destino final a la Terminal de transporte de Albrook .

A la fecha, el proyecto supero la etapa de conceptualización, la decisión política de su ejecución es un hecho, el mismo es parte fundamental del plan de gobierno de la presente administración

[62] Modernización del transporte urbano actual, en cual se remplaza el sistema de buses viejos de propiedad individual, por una única empresa con buses modernos con un nuevo sistema de pago. De acuerdo al plan de implementación, el nuevo sistema comienza a implementarse a inicios del año 2011 y debe estar completado a fines del 2012, a más tardar.

(2009-2013). [63] Para lo cual, el proceso de licitación y adjudicación de las obras de construcción se tramito por parte de la Secretaría del Metro, finalizo en el transcurso del segundo semestre del 2010. Luego del perfil geotécnico de la posible ruta inicial, y preparado el cronograma tentativo de desarrollo, donde se contrataron las empresas de consultoría y asesoramiento para implementar las licitaciones y la gestión de las posibles fuentes de financiamiento de la etapa inicial del proyecto.[64]

En el acto de licitación pública, realizado 27 de octubre del 2010, se adjudico la primera línea del Metro de la Capital, al Consorcio Línea 1, formado por las constructoras FCC, de España y Odebrech, de Brasil por una oferta de 1.446 millones de dólares. La orden de preceder del proyecto, fue inmediata por parte del Secretario del Metro, con lo que el consorcio de construcción tiene 38 meses de plazo, hasta el 31 de diciembre del 2013 para concluir las obras., que cuentan con el respaldo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), de la Confederación Andina de Fomento (CAF), Banco Europeo de Inversiones (BEI) y de las agencias de promoción de Francia y España Coface y Cesce.

La primera ruta del sistema de transporte masivo, conocida como la Línea 1 del Metro, de 14 km., está comprometida con el Ejecutivo a entrar en operación a más tardar a inicios del año 2014. Como, a la fecha de edición de este informe, no existe la información técnica de operación, se simulan los posibles requerimientos de energía eléctrica dentro del periodo de pronóstico por medio del "benchmarking" de proyectos similares en países vecinos.[65] Se considera una demanda máxima de 10 MW en su primer año de operación con un posible crecimiento total de 15 MW, de la primera ruta en un lapso de 5 años.

La previsión optimista de la Secretaria del Metro, es la de implementar en su totalidad la Línea 1, al construir los 2 km., de la segunda fase de la Línea 1, (Tramo San Isidro- Los Andes), en el año 2018. A continuación, la Secretaria pretende poner en operaciones, a partir del año 2020, los 19 km. de la primera fase de la Línea 2 (Tramo La Doña - San Miguelito) con sus respectivas estaciones de conexión, con lo cual permitiría el acceso de las comunidades más extremas del este de la ciudad, a la Terminal de Transporte de Albrook, por medio de la estación entronque de San Miguelito.

Estas extensiones del servicio del Metro, requieren de capacidad adicional de energía, que en el caso de la adición de la Línea 1, se estima en una demanda de aproximadamente 2 MW, en el año 2025, que comprende la operación una nueva y más grande estación terminal al final de la Línea 1.

[63] El Consejo de Gabinete de la República de Panamá aprobó, el 2 de julio de 2009, por medio de un Decreto Ejecutivo la creación de la Secretaria del Metro en su primera reunión de la presente Administración 2009-2014.

[64] Se han firmado convenios con el Metro de Medellín para el asesoramiento en el diseño, planeación ejecución administración, operación de un metro en la ciudad de Panamá.

[65] En su defecto se puede utilizar el informe del monorriel desarrollado para Panamá por la empresa japonesa. El cual tiene características similares a la alternativa a seleccionar.

En consideración a la construcción de primera fase de la Línea 2, la demanda se incrementa inicialmente en 12 MW, al año 2020 creciendo a 15 MW,[66] en un periodo de cuatro años, estabilizándose el requerimiento de la nueva Línea hasta el año 2035, meta para completar el actual escenario de movilización total del transporte urbano. Por lo cual, en el horizonte del estudio del pronóstico, se estima una demanda máxima en el año 2025 de 33 MW.

DEMANDA POTENCIAL DEL METRO DEMANDA MAXIMA ESPERADA								
Año	Escenario Conservador				Escenario de Alta Demanda			
	Línea 1, F 1	Línea 1, F 2	Línea 2, F 1	TOTAL	Línea 1, F 1	Línea 1, F 2	Línea 2, F 1	TOTAL
2014	10.0			10.0	10.0			10.0
2015	10.0			10.0	10.0			10.0
2016	11.0			11.0	11.0	1.6		12.6
2017	12.1			12.1	12.1	1.8		13.9
2018	13.3			13.3	13.3	1.9	12.0	27.2
2019	14.6			14.6	14.6	2.1	12.9	29.7
2020	15.0	1.6	12.0	28.6	15.0	2.3	13.9	31.2
2021	15.0	1.8	12.9	29.7	15.0	2.3	14.9	32.3
2022	15.0	1.9	13.9	30.8	15.0	2.3	16.0	33.4
2023	15.0	2.1	14.9	32.0	15.0	2.3	16.0	33.4
2024	15.0	2.1	16.0	33.2	15.0	2.3	16.0	33.4
2025	15.0	2.1	16.0	33.2	15.0	2.3	16.0	33.4

Tabla 1.19

En consideración al estimado de uso del transporte propuesto, se determino un perfil de carga horaria, por días laborables, sábados, domingo y en consideración a los tradicionales días de asueto del país. Con lo cual se definió, el monto de energía anual que este proyecto demandaría al SIN, en un escenario conservador y de alta demanda, desde el año 2014 al 2025. En el cuadro siguiente se resume el estimado de consumo en energía por el propuesto transporte masivo METRO, en ambos escenarios.

[66] Se considera que la entrada de la primera fase de la nueva Línea 2, implica una demanda mayor a la Línea 1, en correspondencia a una operación longitudinal de 19 Km., mayor a la Línea 1 y la construcción de una nueva estación terminal adicional a otras 11 estaciones de abordaje.

CONSUMO ENERGETICO DEL METRO DEMANDA ANUAL				
	ESCENARIO CONSERVADOR		ESCENARIO ALTO	
	MWh	GWh	MWh	GWh
2014	47,118.0	47.1	47,118.0	47.1
2015	47,118.0	47.1	47,118.0	47.1
2016	51,829.8	51.8	59,368.7	59.4
2017	57,012.8	57.0	65,305.5	65.3
2018	62,714.1	62.7	128,377.7	128.4
2019	68,985.5	69.0	139,801.9	139.8
2020	134,757.5	134.8	150,952.7	151.0
2021	139,752.0	139.8	150,952.7	151.0
2022	145,139.9	145.1	156,220.8	156.2
2023	150,952.7	151.0	156,220.8	156.2
2024	156,220.8	156.2	156,220.8	156.2
2025	156,220.8	156.2	156,220.8	156.2

Tabla 1.20

El escenario conservador, se fundamenta en el Estudio de Demanda para la Línea 1 del Sistema de Transporte Masivo de la Ciudad de Panamá, preparado para la implementación de la Línea1, licitada, adjudicada y con orden de proceder al Consorcio de Línea 1. Este escenario de consumo del Metro se utilizara para los pronósticos conservador y pesimista del modelo.

Con respecto al Pronóstico de Demanda Alta, se considera el escenario con la incorporación de la línea 2, en consideración a las directrices del Ejecutivo Nacional, a la Secretaría del Metro de estudiar la posibilidad inmediata de continuar la siguiente fase de implementación de las obras, del Metro, a la entrada en operación de la línea 1, para el acceso al servicio de transporte masivo, de las comunidades del este de la ciudad.

EXPANSIÓN DEL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMÉN

El actual aeropuerto de Tocumén, inaugurado oficialmente en 1978, es el de mayor tráfico en la región, es un importante centro de conexión para vuelos que se dirigen hacia y desde el Caribe, Sudamérica, Norteamérica, Europa y todo Centroamérica. (Hub de las Américas) El aeropuerto tiene dos pistas de aterrizajes, la principal mide 3,050 metros de longitud, con lo cual se atendió más de 5 millones de pasajeros, el año pasado.

En vista que la capacidad aeroportuaria está llegando rápidamente a su nivel de saturación, en la atención de pasajeros, que promedió en el último quinquenio una tasa de crecimiento anual de 15%, como evidencia la tabla siguiente. Por lo cual, para la continuación optima de sus operaciones el aeropuerto está pasando por un ambicioso plan maestro de remodelación y expansión, de 25 años, que le permitiría manejar en el último año, año 2030, el tránsito de 30 millones de pasajeros.

AEROPUERTO DE TOCUMEN
MOVIMIENTO DE PASAJEROS y CARGA
AÑOS 2000 - 2010

AÑO	PASAJEROS (Miles)		OPERACIONES (Vuelos)		CARGA TRANSPORTADA (Miles de Toneladas Metricas)	
	Cantidad	Incremento	Cantidad	Incremento	Cantidad	Incremento
2000	1,933.5		37,524		73,532	
2001	2,103.9	*8.8%*	41,406	*10.3%*	74,370	*1.1%*
2002	1,938.9	*-7.8%*	39,888	*-3.7%*	84,362	*13.4%*
2003	2,077.7	*7.2%*	42,659	*6.9%*	83,489	*-1.0%*
2004	2,364.8	*13.8%*	49,221	*15.4%*	92,848	*11.2%*
2005	2,710.9	*14.6%*	45,029	*-8.5%*	100,063	*7.8%*
2006	3,164.6	*16.7%*	49,550	*10.0%*	79,647	*-20.4%*
2007	3,764.9	*19.0%*	59,675	*20.4%*	93,664	*17.6%*
2008	4,546.2	*20.8%*	72,669	*21.8%*	95,968	*2.5%*
2009	4,818.7	*6.0%*	78,948	*8.6%*	86,310	*-10.1%*
2010	5,200.0	*7.9%*	89,425	*13.3%*		
TASA DE CRECIMIENTO 2000-2009		*10.7%*		*8.6%*		*1.8%*
TASA DE CRECIMIENTO 2000-2009		*15.5%*		*15.1%*		*-3.6%*

Tabla 1.21

El Plan Maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006-2030, se conceptualizo en anteriores administraciones, por lo cual puede ser considerado un "proyecto estratégico de estado", el cual se programo su ejecución en:

Fase 1: Remodelación total de la Terminal de Pasajeros
Fase 2: Construcción del Muelle Norte
Fase 3: Construcción del Muelle Sur
Nueva Expansión de la Terminal

En 2008, concluyo la primera fase del Plan Maestro, en que se invirtieron 90 millones de dólares. El mismo comprendió cambios radicales en la fachada de la Terminal y de las aéreas de "*counters*" de la Terminal, así como la modernización de la infraestructura de servicios generales de la Terminal.

Al presente se encuentra en ejecución final la Fase 2, la construcción del Muelle Norte que ampliara la capacidad del aeropuerto a 51 operaciones de naves simultaneas un incremento de 38%, según la administración de la terminal aérea. Las obras principales de esta fase se iniciaron, luego de licitadas, adjudicadas y dada finalmente la orden de proceder, el 12 de octubre del 2009, Las obras en desarrollo por un monto de 70 millones de dólares, se pactaron con un periodo de construcción de 15 meses, mas postergaciones de los trabajos, prevén la entrada en operación de las nuevas facilidades dentro del último trimestre del año 2011.

Además de la construcción de la nueva área de la terminal, el contrato incluye remodelación de la fachada principal, un nuevo salón presidencial, un edificio para la administración del aeropuerto, accesos y plataformas de abordaje y ampliación de la red de distribución de combustible. Las nuevas puertas de acceso de la terminal, permitirán atender aviones mucho más grandes, de los que actualmente llegan al país, aeronaves conocidas como *"wide body"*, con ancho de cinco y seis metros, que transportan más pasajeros y carga

En total, a la fecha, el plan maestro considera un monto inversión sobre los 150 millones de dólares en total, incluyendo Fase 1 y 2.

En consideración a que el plan maestro en ejecución, estaba basado en una proyección de crecimiento del manejo pasajeros de 9% anual, el cual preveía un movimiento de de más de 14 millones de pasajeros en el año 2020. Previsión que está siendo superada por los registros reales de los últimos años, que de mantener el actual ritmo acelerado, podrían resultar en el manejo de hasta 11 millones de pasajeros, para el año 2015, duplicando los requerimientos de servicios aeroportuarios. Cuando en el diseño del Plan Maestro del aeropuerto de Tocumén, se preveía alcanzar un tráfico de 11 y 14 millones de pasajeros hasta los años 2020 y 2030, respectivamente, si se cumplían las expectativas de desarrollo planteadas en ese documento.

Por eso y por las recientes perspectivas, mucho más positivas que se tienen para el país, implicaría la anticipación de las obras y reducción de plazos del actual plan maestro aeroportuario,

si no se quiere afectar la calidad de las operaciones aéreas, que debe brindar un aeropuerto internacional de punta. [67]

Aunque el plan maestro, indicaba que para el año 2030 se realizarían las últimas fases, existen directrices recientes del Ejecutivo Nacional, para que se complete íntegramente el plan maestro, en el año 2014. La definición de ejecución y plazos de las obras restantes del plan maestro actualizado, dependerán de la realización de un estudio en ejecución, solicitado por la administración del aeropuerto, el cual debe entregar resultados a finales del primer semestre del año 2011.

Paralelamente, la administración del aeropuerto, ha ordenado el diseño final de los planos del Muelle Sur, una nueva terminal con cerca de 20 nuevas puertas de embarque, el cual contara con todos los servicios necesarios para operar un aeropuerto, como migración y aduanas. La construcción de las nuevas instalaciones, debe empezar una vez entre en operación la nueva terminal del muelle Norte, que aumentara la capacidad de operación del aeropuerto en un 50%, estimando que el movimiento total de pasajeros para el 2015, no sea menos de 8 millones de pasajeros.

Por lo cual, es de esperar que respetando los plazos de diseño, licitación, adjudicación y construcción, las obras de la fase 3, cuyas inversiones actualizadas requerirán de un monto de 300 a 350 millones de dólares, obras que estarán en estado operativo, en un rango de 2 a 3 años, o sea de finales del año 2013 o a finales del año 2014.[68]

Para completar el plan maestro de adecuación del aeropuerto, se realizaría la Fase 4, que contempla la expansión de la pista principal de 3,000 a 4,000 metros de longitud, de manera de recibir aviones de mayor tamaño. Adicionalmente se modernizara y ampliara la terminal de carga, al igual que se facilitarían mas puertos embarques de pasajeros. En el plan maestro original, esta fase estaba programada para el año 2025.

El posible impacto de la modernización y expansión dinámica del aeropuerto de Tocumén es tal, que la facturación anual estimada para el servicio, por parte de ENSA, durante el año 2010, es de aproximadamente cinco millones de dólares, que infieren un consumo de 35,715 MWh al año, o sea un consumo aproximado mensual de Tres mil MWh.[69] Esto infiere a su vez una potencia

[67] Según los últimos pronósticos, de los especialistas en turismo, el país crecerá por encima del 10% anual en la entrada de turistas y el crecimiento de los gastos generados por estos visitantes se estiman sobre el 12% anual, como lo evidencia la llegada de nuevas cadenas hoteleras al país. A su vez, el Gerente General de Tocumen S. A. confirma, que el aeropuerto se está preparando para la llegada de más aviones y aerolíneas. Se conoce del regreso e incorporación de Mexicana, Aeroflot (Rusia), All Nipón Airways (Japón), El Al (Israel), Quantas (Australia), Eva Airways (China), Luftansa (Alemania), Dae (Curazao), Condor (Alemania) y Tame (Ecuador).

[68] Dependiendo del interés real manifiesto de anticipar la ejecución de las obras, que a la fecha es incierto. Con respecto a la ejecución de las obras del contrato del Muelle Norte, el Inicio del proceso de licitación fue el 1 junio de 2007.

[69] Con respecto a un precio promedio pagado de Tarifa de Alta Tensión (ATD), de 0.14 $/ kWh ,

máxima requerida del aeropuerto de 4 MW. La cual es una carga significativa sobre el servicio suministrado en la zona.

Al presente el Aeropuerto Internacional de Tocumén, está afectado por la fluctuación irregular del servicio eléctrico que le han causado fallas en los sistemas computacionales vitales de las instalaciones, originado por las repetitivas fallas de ENSA, en razón que el suministro de electricidad del aeropuerto se sirve en conjunto con circuitos de media tensión, que también sirven a las comunidades residenciales aledañas. Por lo cual, las fallas eléctricas, originadas en estas comunidades tienen efecto perjudicial sobre el servicio al aeropuerto.

Aunque las fallas no ponen en riesgo la seguridad del aeropuerto al tener al momento, una planta auxiliar de respaldo de 8 MW, que en tres segundos puede responder por colapsos en el suministro. Por lo cual, para solucionar el problema de raíz, se encuentra en etapa final el proceso para licitar la construcción de una nueva subestación eléctrica que alimente única y exclusivamente el aeropuerto. Instalación estimada en 8 millones de dólares, que le permitirá comprar un flujo eléctrico firme y constante, que derivarían a su vez en ahorros futuros de facturación, gracias a la utilización de equipos más eficientes.[70]

En consideración, a que el gobierno actual ha manifestado su interés en invertir en su periodo administrativo (2009-2014), lo que el plan maestro de expansión del aeropuerto de Tocumén, haría en los próximos quince años, una inversión en el aeropuerto estimada en más de 600 millones, implicaría para el sistema eléctrico nacional un incremento significativo de potencia.

En la tabla siguiente se muestra los cambios en los requerimientos de potencia y energía, derivados de la anticipación de las obras del plan maestro de modernización del Aeropuerto de Tocumen.

[70] Supuestamente, esta conexión deberá de ser en 115 KV, en una barra adicional dentro de la Subestación Tocumen, de ENSA.

DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA EXPANSION DEL AEREOPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE FASE						
PLAN MAESTRO	VIGENTE			MODIFICADO		
	AÑOS	DEMANDA MW	CONSUMO MWh	AÑOS	DEMANDA MW	CONSUMO MWh
Fase 1	2008	4	3,650.0	2008	4	3,650.0
Fase 2	2011	6	5,475.0	2011	6	5,475.0
Fase 3	2014	8	7,300.0	2013	8	7,300.0
Fase 4	2020	12	10,950.0	2015	12	10,950.0

Tabla 1.22

El nuevo cronograma de inversiones se encuentra en etapa de estudio, el mismo puede resultar en la anticipación de las inversiones del aeropuerto, por consiguiente un incremento anticipado en los requerimientos eléctricos del aeropuerto. La energía incremental es el resultado de la resta entre los nuevos requerimientos anuales de energía menos los requerimientos requeridos pronosticados para el cumplimiento del plan maestro vigente. Dada la actual incertidumbre de cumplimiento de esta anticipación, se estima el consumo eléctrico incremental derivado, como elemento del Escenario Alto Pronósticos de energía eléctrica.

Los consumos eléctricos derivados de la implementación escalonada del plan maestro vigente, se agregarán al consumo Bloque de los Escenarios Bajo y Moderado, del Pronóstico de energía del SIN.

PRONOSTICOS DE CONSUMO EXPANSION DEL AEREOPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN EN MWh					
		PRONOSTICOS		INCREMENTAL	
AÑOS	CONSUMO CONSTANTE	PLAN MAESTRO VIGENTE	PLAN MAESTRO MODIFCADO	PLAN MAESTRO VIGENTE	PLAN MAESTRO MODIFCADO
2008	3,650.0	3,650.0	3,650.0	0.0	0.0
2009	3,796.0	3,796.0	3,796.0	0.0	0.0
2010	3,947.8	3,947.8	3,947.8	0.0	0.0
2011	4,105.8	5,475.0	5,475.0	1,369.2	1,369.2
2012	4,270.0	5,694.0	5,694.0	1,424.0	1,424.0
2013	4,440.8	5,921.8	7,300.0	1,481.0	2,859.2
2014	4,618.4	7,300.0	7,592.0	2,681.6	2,973.6
2015	4,803.2	7,592.0	10,950.0	2,788.8	6,146.8
2016	4,995.3	7,895.7	11,388.0	2,900.4	6,392.7
2017	5,195.1	8,211.5	11,843.5	3,016.4	6,648.4
2018	5,402.9	8,540.0	12,317.3	3,137.1	6,914.4
2019	5,619.0	8,881.6	12,810.0	3,262.6	7,190.9
2020	5,843.8	10,950.0	13,322.3	5,106.2	7,478.6
2021	6,077.5	11,388.0	13,855.2	5,310.5	7,777.7
2022	6,320.6	11,843.5	14,409.5	5,522.9	8,088.8
2023	6,573.4	12,317.3	14,985.8	5,743.8	8,412.4
2024	6,836.4	12,810.0	15,585.3	5,973.6	8,748.9
2025	7,109.8	13,322.3	16,208.7	6,212.5	9,098.8

Tabla 1.23

En este punto es necesario mencionar, que el Gobierno Nacional, a través de Tocumén S.A., adquirió el año anterior, 325 hectáreas de terrenos aledaños al aeropuerto, para expandir la terminal aérea. El objetivo principal de esta adquisición, es obtener facilidades para la instalación de nuevas bodegas de almacenamiento, nuevos tanques de combustibles y para la nueva subestación eléctrica.

Por otro lado parte de los terrenos se orientaran a la construcción de una Ciudad Aeroportuaria, para ofrecer a los viajeros, en la propia zona del aeropuerto un lugar de negocios, comercio. O sea un polo logístico con centros comerciales, hoteles, centros de convenciones e infraestructura para promover el turismo de salud.

Paralelamente, un grupo de inversionistas privados proyecta destinar 400 millones de dólares para desarrollar otras 850 hectáreas cercanas a la pista de aterrizaje. La promotora creara la infraestructuras básicas, para que terceros construyan un complejo residencial, hoteles, centro de negocios y bodegas de almacenamiento.

Los inversionistas estiman que este proyecto privado generara inversiones cercanas a los 6 mil millones de dólares, en donde la primera etapa del complejo albergue hoteles, un centro de negocios, bodegas de almacenamiento y un complejo residencial. Las expectativa de desarrollo de esta ciudad aeroportuaria denominada Panatrópolis, por sus inversionistas, son de cinco años para la primera etapa.

Al no tener cronograma de inversiones, de información detallada de edificaciones, de una estimación previa de la población permanente y transitoria, del tamaño del centro de negocios, de la capacidad de hospedaje en hoteles y hospitales, y de los otros elementos que configuran estos nuevos centros logísticos, dificulta estimar algún parámetro de requerimiento de potencia y consumo de energía. Por lo cual se estima que el suministro de este requerimiento eléctrico, este contemplado "***implícitamente"*** dentro del Pronósticos de Energía Alto, ya que el mismo se debe a un alto crecimiento económico derivado especialmente del crecimiento del sector servicios y comercio; y del sector residencial.

CONSOLIDADO DEL CONSUMO BLOQUE

Por convección del modelo de demanda de PREEICA, se totaliza el consumo de la nueva carga de los mega proyectos de infraestructura y del consumo correspondiente a la integración de la Provincia de Bocas del Toro en el segmento de consumo Bloque, para los respectivos años en que se incrementa la carga.

Considerando que la demanda originada en la utilización de los servicios brindados por la infraestructura de los mega proyectos de transporte y de saneamiento de la ciudad son indispensables, donde la potencia y la energía consumida son directamente dependientes de las necesidades de una población de la zona metropolitana, en crecimiento. Sera necesario, incluir en este consumo sectorial, las posibles variantes con respecto a los escenarios en análisis.

AÑO	ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2010	78.9		78.9		78.9	
2011	80.4	*1.9*	80.4	*1.9*	80.4	*1.9*
2012	81.7	*1.5*	81.7	*1.5*	81.7	*1.5*
2013	139.7	*71.0*	141.1	*72.7*	139.7	*71.0*
2014	190.5	*36.4*	190.8	*35.3*	190.5	*36.4*
2015	193.0	*1.3*	200.5	*5.1*	190.9	*0.2*
2016	200.4	*3.8*	215.7	*7.5*	198.2	*3.8*
2017	208.0	*3.8*	224.3	*4.0*	205.9	*3.8*
2018	216.4	*4.0*	290.2	*29.4*	214.2	*4.0*
2019	225.3	*4.1*	304.5	*4.9*	223.0	*4.1*
2020	298.2	*32.4*	321.3	*5.5*	296.0	*32.7*
2021	315.0	*5.6*	333.3	*3.7*	312.7	*5.6*
2022	321.9	*2.2*	340.2	*2.1*	319.5	*2.2*
2023	330.8	*2.8*	343.5	*1.0*	328.4	*2.8*
2024	339.2	*2.5*	346.9	*1.0*	336.8	*2.6*
2025	343.5	*1.3*	351.3	*1.3*	341.0	*1.3*
Tasa Anual	*329.9%*	*10.30%*	*345.2%*	*10.47%*	*332.2%*	*10.25%*

Tabla 1.24

En el Anexo I- 3, Cuadro No 21, se presenta en detalle la tabla consolidada de pronóstico para la carga del segmento Bloque del consumo,

1.7 CAMPAÑA DE AHORRO ENERGÉTICO

Como un fenómeno adicional al análisis de los escenarios planteados se contemplo en el informe del PESIN 2009-2023, el impacto de un programa integral de ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica en la demanda eléctrica. En primera instancia, con la ejecución a nivel residencial de una campaña de sustitución de todos los focos de tipo incandescentes por bombillos de tipo eficiente, conocidas como lámparas fluorescentes compactas (LFC), con el fin de lograr significativos ahorros en el sistema.[71]

Teóricamente, se esperaba que la campaña de sustitución total de la actual iluminación residencial ineficiente por LFC's a todos los clientes residenciales del sistema, tuviera un impacto inmediato y significativo en la Demanda Nacional. En forma grafica, se mencionaba, la reducción de una central de generación adicional de aproximadamente 60 MW en la Demanda Nacional, específicamente en horas punta nocturna. O lo que era, reducir el consumo eléctrico residencial a partir del año 2010, en aproximadamente 255.5 GWh, aproximadamente una reducción de 12% del pronóstico del sector residencial.

Controversialmente, a los resultados teóricamente esperados de la Campaña de Sustitución de Bombillos ineficientes, los registros reales del año 2009 presentaron un crecimiento de la demanda del sector residencial de 9.4% con respecto al consumo registrado en el año 2008, con lo cual en vez de una reducción esperada en el consumo del sector residencial se obtuvo un incremento del consumo de este sector. Para el año 2010, la demanda residencial reflejo un incremento de 7.%, con respecto al año 2009.

Ya, que la evidencia correspondiente al sector residencial, no denotaba una reducción en el consumo, sino por el contrario, se registraron crecimientos del mismo, se decidió no incluir en adelante escenarios que contemplen acciones que conlleven a la reducción de consumo por ahorro o uso eficiente de la energía eléctrica, en el sistema.

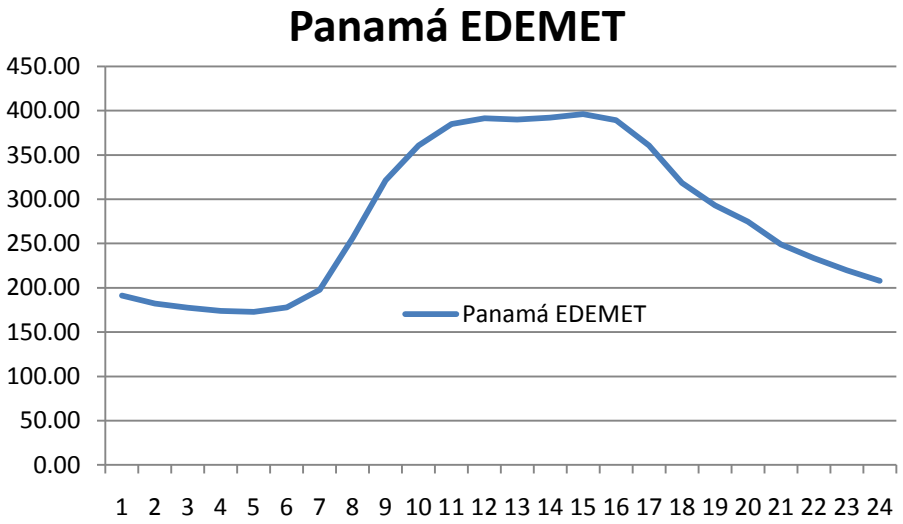
Escenarios con reducción de consumo por ahorro o campañas de uso eficiente de la energía serán reconsiderados, cuando se presenten estudios más formales que evidencien objetivamente ahorros en el consumo, atribuibles directamente a la ejecución de acciones con ese propósito.

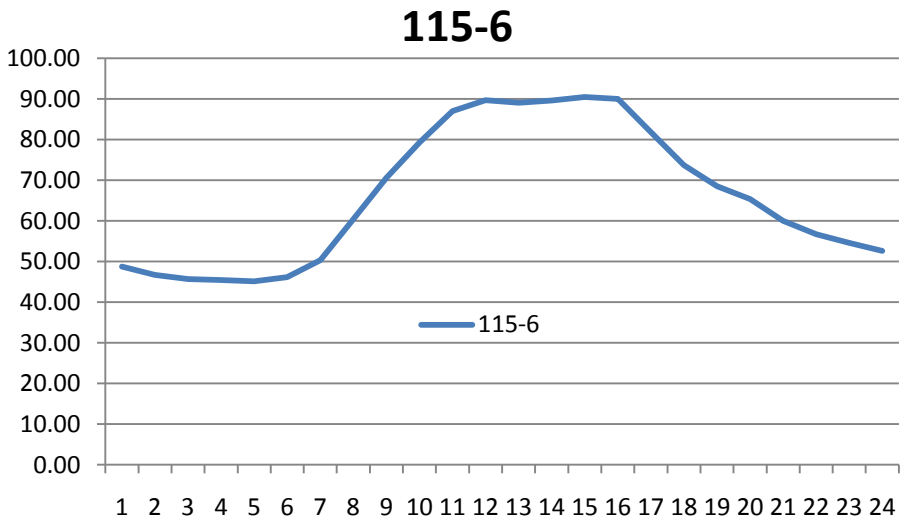
[71] Los detalles de ejecución y resultados de la Campaña de de Sustitución de Bombillos Incandescentes por Lámparas Fluorescentes Compactas, están documentados prolijamente en los PESIN 2009-2023 y 2010-2024.

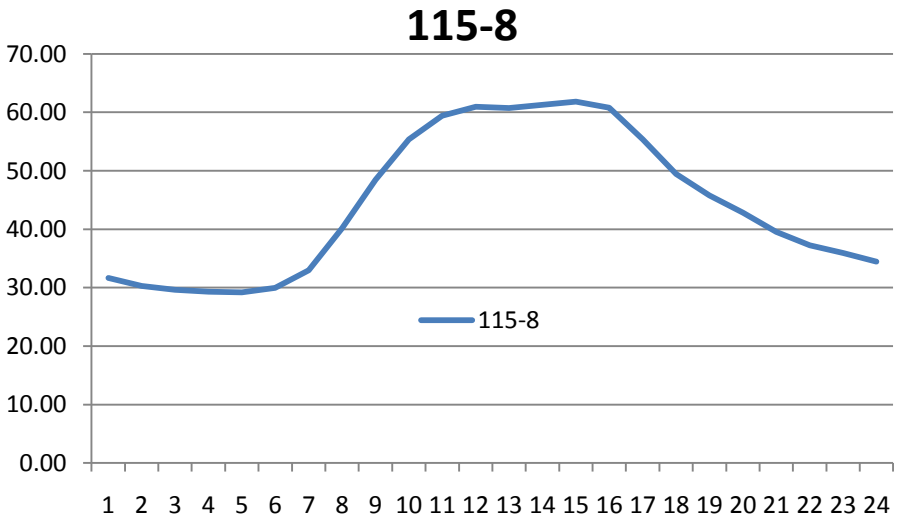
1.8 CURVAS TÍPICAS.

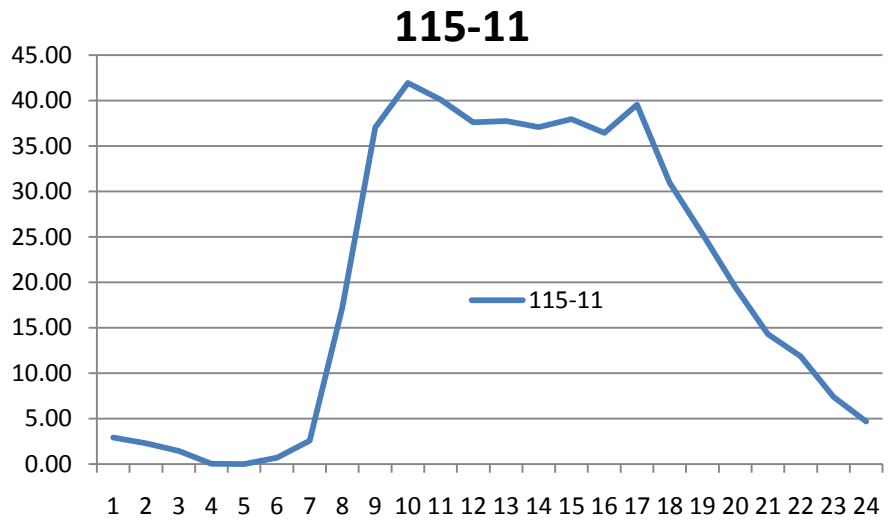
Las curvas típicas de cargas son perfiles que representan la potencia consumida en función del tiempo. A continuación se presentan las curvas típicas de demanda de las distribuidoras

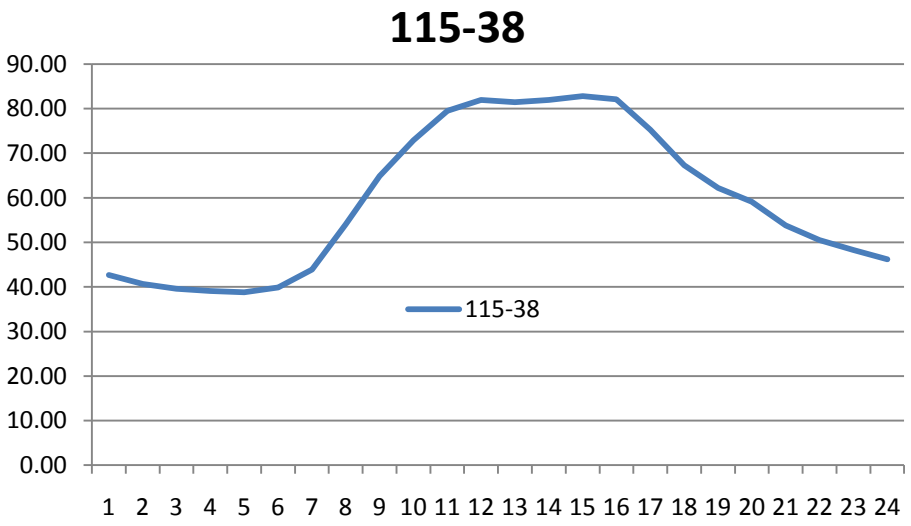
EDEMET

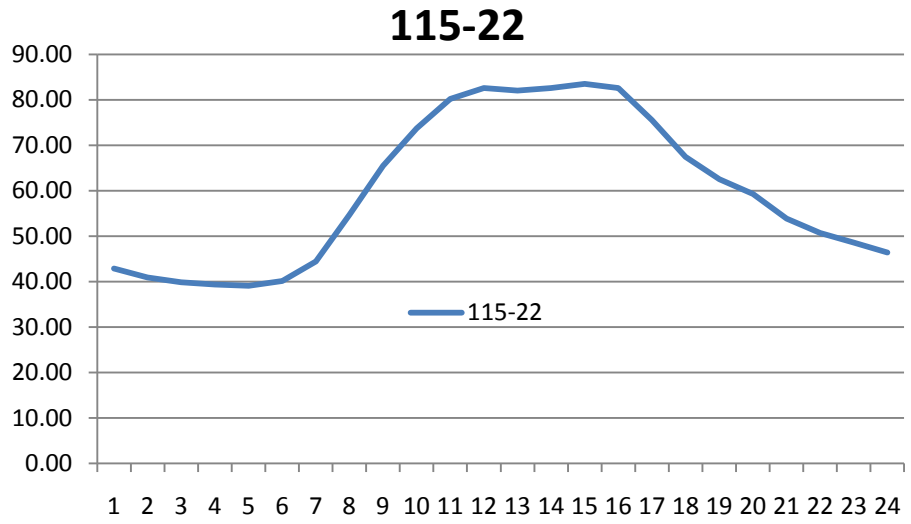


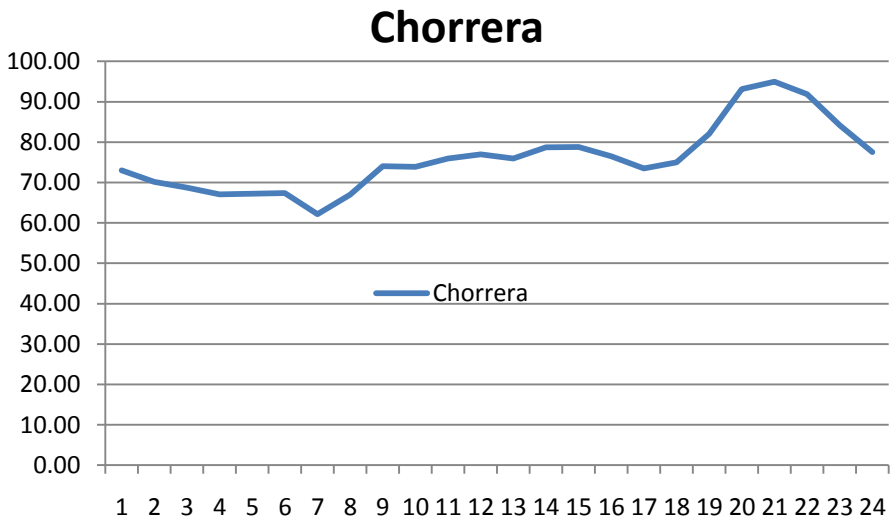


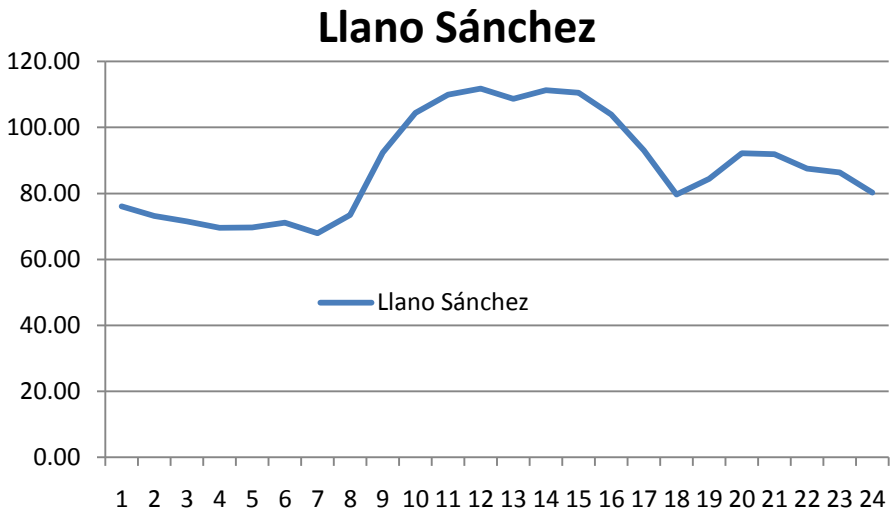

115-8
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
115-8
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24


115-11
45.00
40.00
35.00
30.00
25.00
20.00
15.00
10.00
5.00
0.00
115-11
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

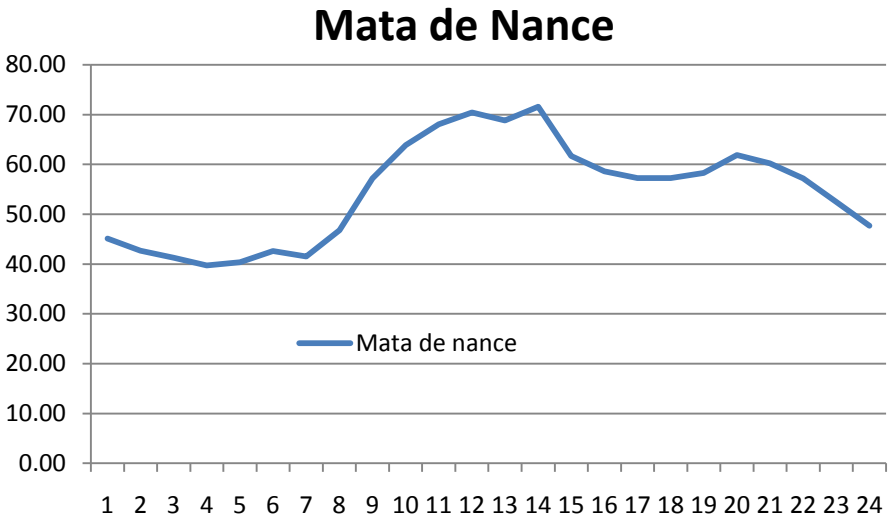

115-38
90.00
80.00
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
115-38
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

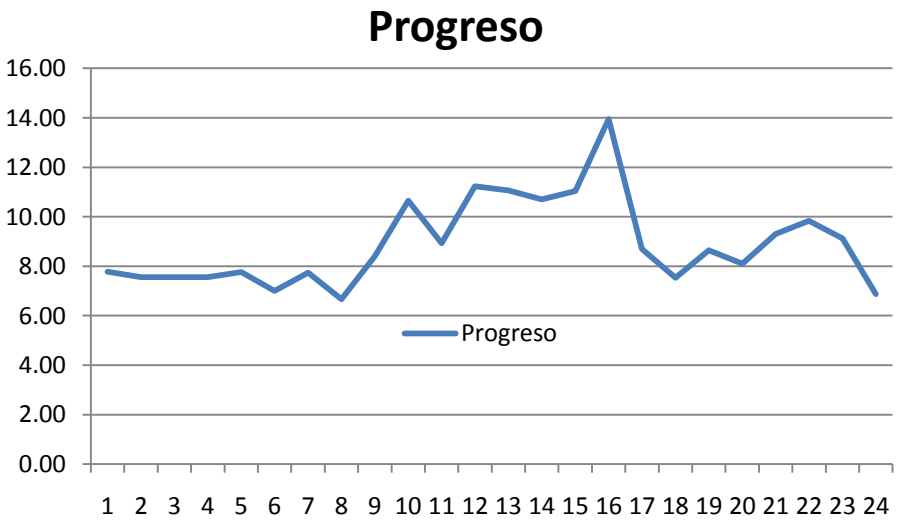

115-22
90.00
80.00
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
115-22
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24


Chorrera
100.00
90.00
80.00
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
Chorrera
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

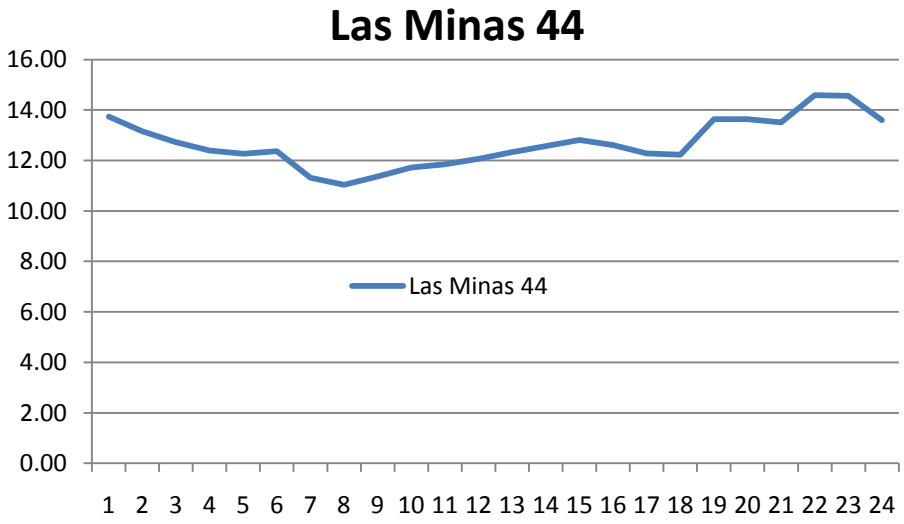

Llano Sánchez
120.00
100.00
80.00
60.00
40.00
20.00
0.00
Llano Sánchez
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

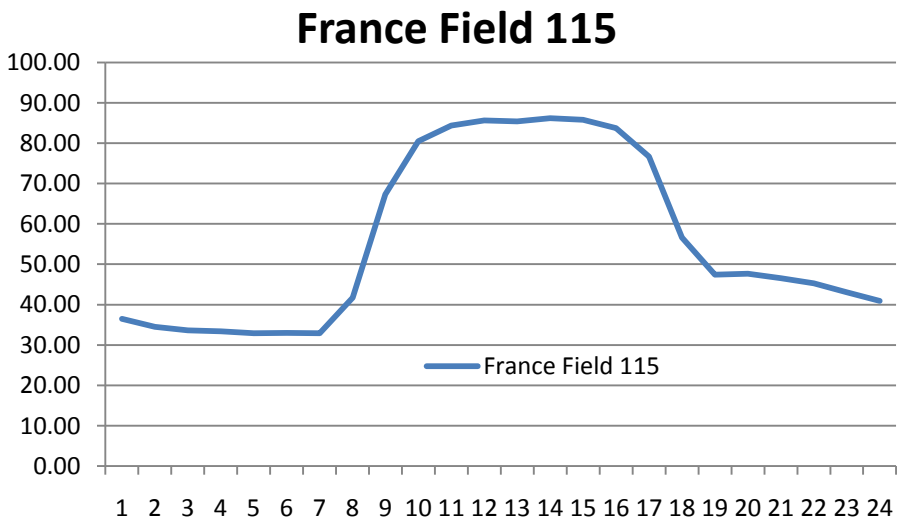
EDECHI

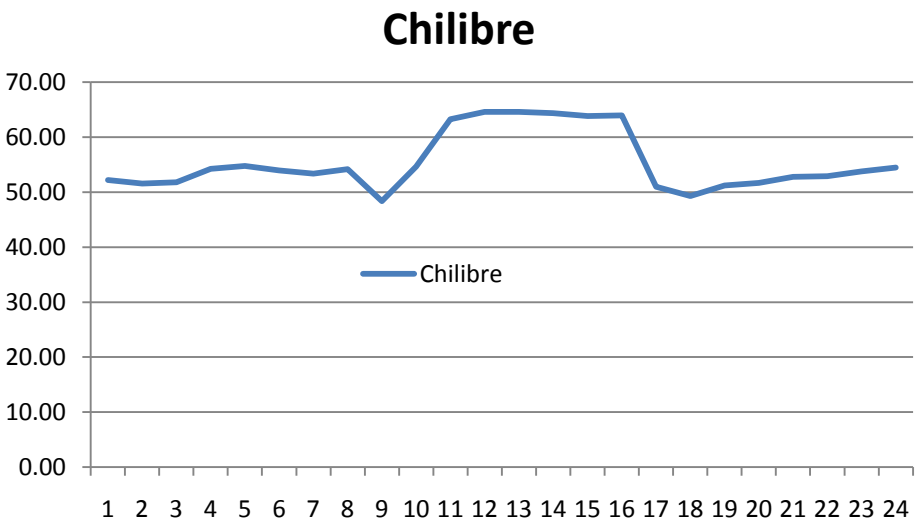

Mata de Nance
80.00
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
Mata de nance
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

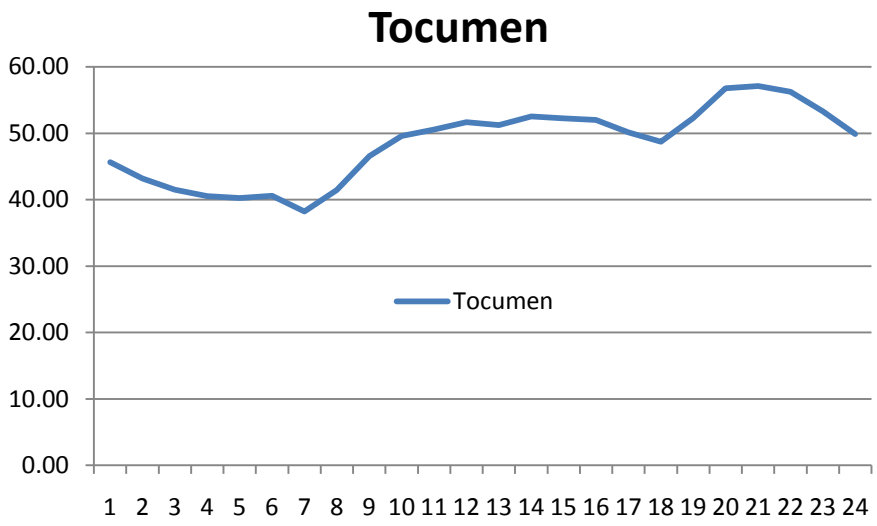

Progreso
16.00
14.00
12.00
10.00
8.00
6.00
4.00
2.00
0.00
Progreso
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

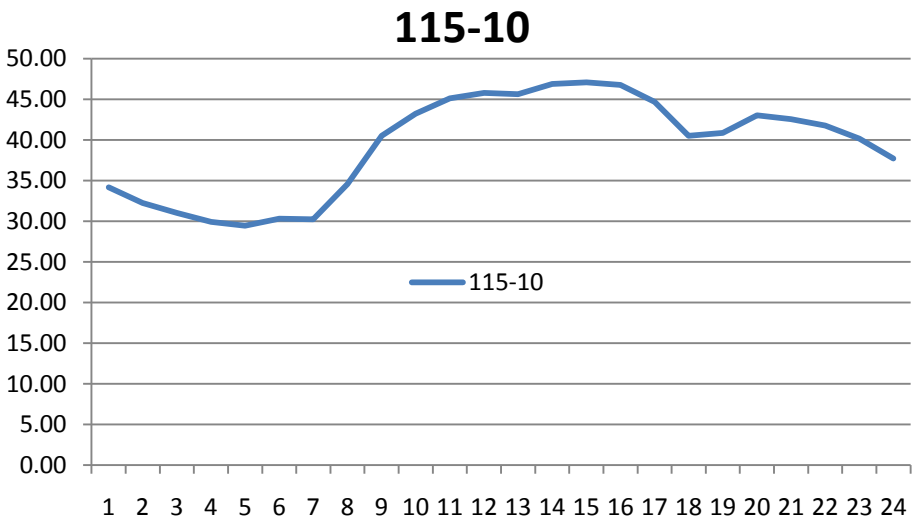
ENSA

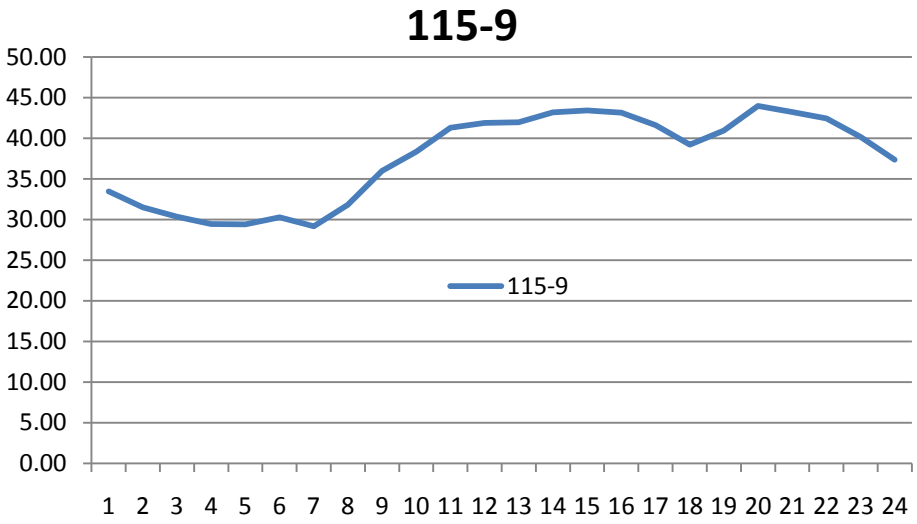

Las Minas 44
16.00
14.00
12.00
10.00
8.00
6.00
4.00
2.00
0.00
Las Minas 44
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

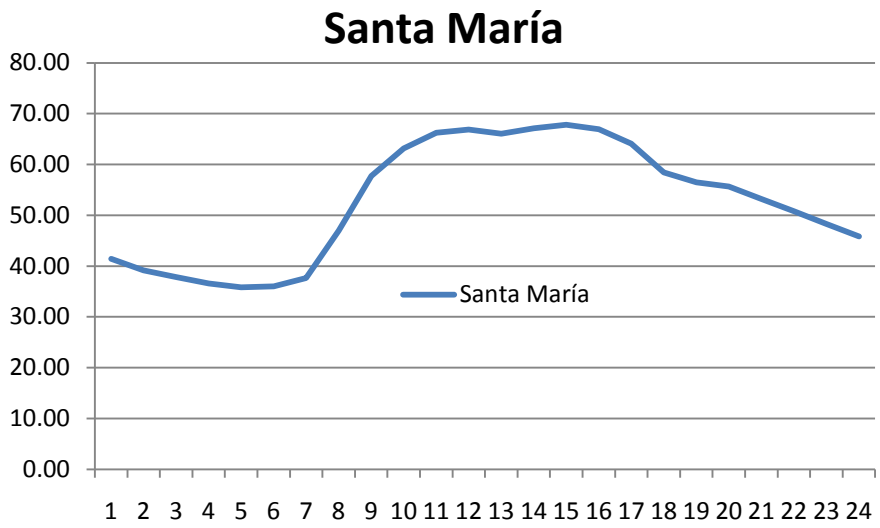

France Field 115
100.00
90.00
80.00
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
France Field 115
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

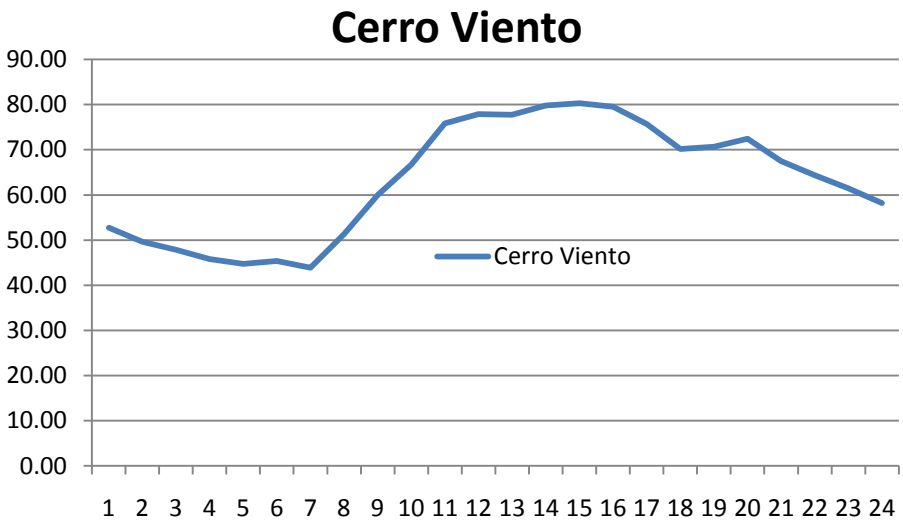

Chilibre
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
Chilibre
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

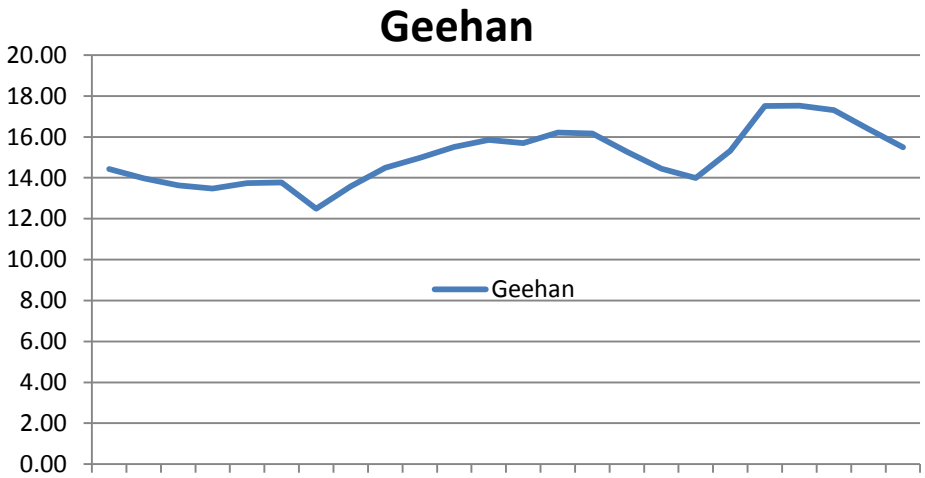

Tocumen
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
Tocumen
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

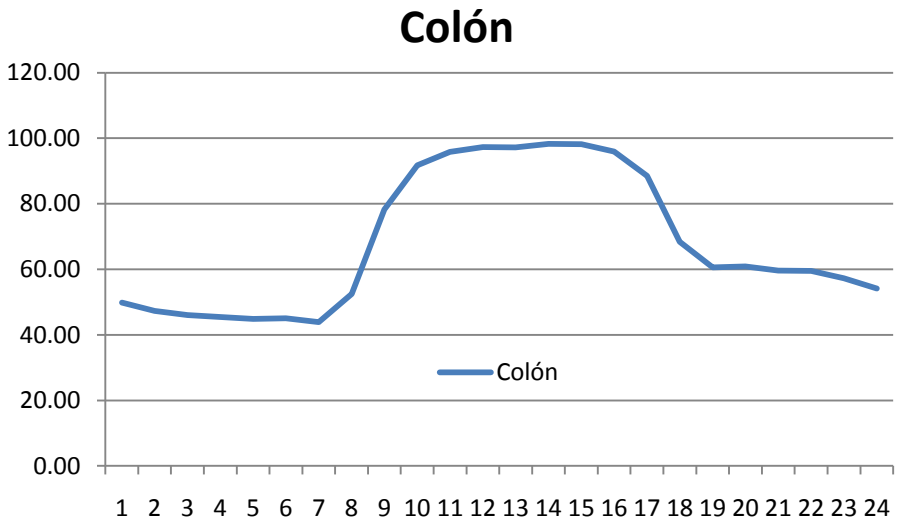

115-10
50.00
45.00
40.00
35.00
30.00
25.00
20.00
15.00
10.00
5.00
0.00
115-10
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

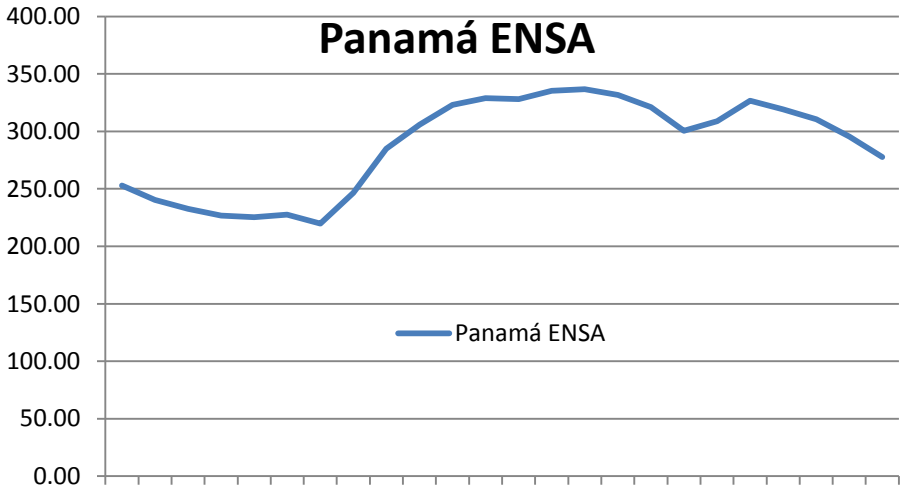

115-9
50.00
45.00
40.00
35.00
30.00
25.00
20.00
15.00
10.00
5.00
0.00
115-9
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24


Santa María
80.00
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Santa María

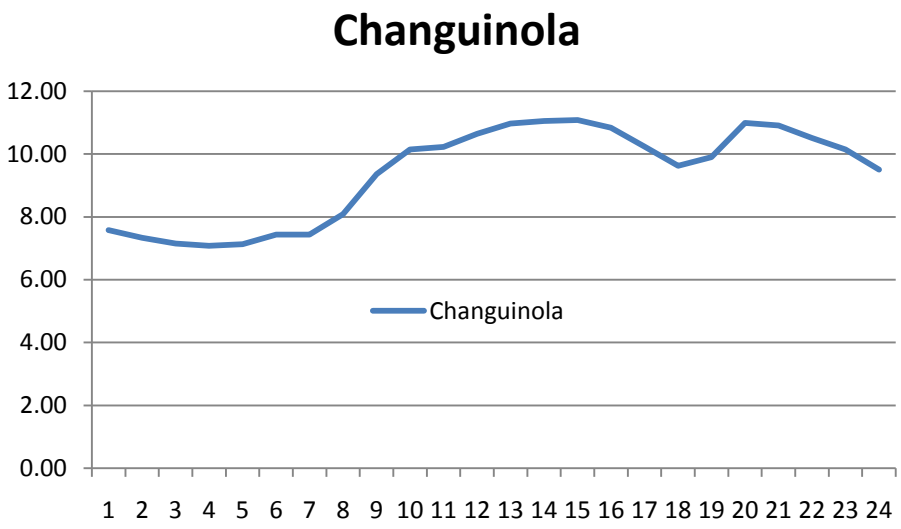

Cerro Viento
90.00
80.00
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Cerro Viento


Geehan
20.00
18.00
16.00
14.00
12.00
10.00
8.00
6.00
4.00
2.00
0.00
Geehan


Colón
120.00
100.00
80.00
60.00
40.00
20.00
0.00
Colón
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24


Panamá ENSA
400.00
350.00
300.00
250.00
200.00
150.00
100.00
50.00
0.00
Panamá ENSA

BOFCO


Changuinola
12.00
10.00
8.00
6.00
4.00
2.00
0.00
Changuinola
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

1.9 PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS

En la siguiente tabla se presenta un resumen de las premisas de los escenarios planteados.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
PLAN DE EXPANSIÓN 2010 - 2024
PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ
RESUMEN DE PREMISAS, SEGÚN ESCENARIOS

VARIABLE	DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL	ESCENARIO MEDIO = MODERADO			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2009	2010	2009-2013	2014-2023
PIB	Con crecimiento promedio anual de acuerdo al escenario mas probable de la Ampliacion del Canal de INTRACORP.Estudio de Ampliación del Canal Escenario No. 6	2.61%	3.75%	5.17%	5.06%
PIBMAN	Tasas de crecimiento de tendencia reciente inferiores al PIB Total, sincronizadas con la evolución cíclica global, manteniendo su participación estructural, en 6% del PIB Total. Estuctura Ajustada al comportamiento sector secundario de la economia en el escenario mas probable de INTRCORP.	-0.92%	0.96%	0.26%	4.21%
BLOQUE	Demanda consolidada Esc Moderado por la Intgracion de la Prov. Bocas del Toro mas los consusmos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	?	546.0%	82.70%	3.60%
FCTOR DE CARGA	Serie calculada con base en el FC del último año, afectado por consumo Bocas del Toro.	66.29	70.70	69.85	71.07
	Sustitucion de Bombillos(Disminucion del Fc)	-	-	-	-
PERDIDAS	Reduccion del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	13.97	14.54	14.33	13.25
		-0.4%	-0.4%	0.6%	-0.7%
PRECIOS	Tasas de crecimiento promedio de pronósticos de precios altos y de referencia del EIA-DOE	1.07	0.82	0.95	1.01
POBLACION	Tasas de proyecciones de población de la Contraloría General de la República.	1.62	1.46	1.46	1.23

VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO ALTO = OPTIMISTA			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2009	2010	2009-2013	2014-2023
PIB	Con crecimiento promedio anual de acuerdo al mejor escenario de la Ampliacion del Canal de INTRACORP. Estudio de Ampliación del Canal Escenario No. 7	7.78%	6.58%	4.32%	5.36%
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, ligeramente superior al escenario moderado.Estuctura Ajustada al comportamiento sector secundario de la economia en el mejor escenario de INTRACORP.	2.72%	5.27%	2.14%	5.26%
BLOQUE	Demanda consolidada Esc Optimista por la Intgracion de la Prov. Bocas del Toro mas los consusmos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	?	546.0%	86.40%	3.20%
FCTOR DE CARGA	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	66.29	70.70	69.85	71.07
	Sustitucion de Bombillos(Disminucion del Fc)	-	-	-	-
PERDIDAS	Se ajusto el Esc. la reduccion del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	13.97	14.30	14.18	13.54
		-0.40	-0.40	-0.40	-0.40
PRECIOS	Tasas de pronósticos de precios de referencia del EIA-DOE	1.07	0.82	0.98	1.02
POBLACION	Tasas de proyecciones de población de la Contraloría General de la República, ajustadas con el impacto de inmigración por trabajos de ampliación del Canal y "turismo residencial".	1.62	1.46	1.46	1.23

VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO BAJO = PESIMISTA			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2009	2010	2009-2013	2014-2023
PIB	Con crecimiento promedio anual de acuerdo al peorr escenario de la Ampliacion del Canal de INTRACORP.Estudio de Ampliación del Canal Escenario No. 8	4.51%	5.57%	2.99%	3.79%
	0%	0.02	0.00	0.01	-0.01
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, ligeramente superior al escenario moderado.Estuctura Ajustada al comportamiento sector secundario de la economia en el peor escenario de INTRACORP. Escenario No.8	2.27%	3.29%	1.58%	3.50%
	0%	0.02	0.03	0.02	0.04
BLOQUE	Demanda consolidada Esc Pesimista por la Intgracion de la Prov. Bocas del Toro mas los consusmos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	?	482.1%	79.80%	3.90%
FCTOR DE CARGA	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	70.70	70.70	71.53	72.54
	Sustitucion de Bombillos(Disminucion del Fc)	-	-	-	-
PERDIDAS	Se ajusto el Esc. la reduccion del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	13.97	14.50	14.59	15.10
		-0.40	0.40	1.00	0.30
PRECIOS	Tasas de pronósticos de precios de referencia altos de los crudos de eferencia del EIA-DOE	1.07	0.83	0.94	0.99
POBLACION	Tasas de proyecciones de población de la Contraloría General de la República, ajustadas con el impacto de inmigración por trabajos de ampliación del Canal y "turismo residencial". Identicas al escenario moderado por no considerarse ninguna	1.65	1.60	1.50	1.29

SECTORES CONSUMO MINORITARIO	Participación porcentual constante, igual al último año de la serie histórica, respecto al consumo total, debido a que no se dispone de series históricas de variables explicativas. Dada la baja participación del conjunto, en el consumo total de energía,	2.6	2.7	18.5	2.7
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.29	2.39	2.37	2.39
	AUTOCONSUMO	0.12	0.11	0.11	0.11
	OTROS	0.16	0.16	16.00	0.16

Tabla 1.25

A continuación se presenta el detalle sectorial de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima resultante de la ejecución del modelo, previa descripción de las siglas utilizadas para su total comprensión:

SIGLA	SECTOR DE CONSUMO	DESCRIPCIÓN
GWHRES	RESIDENCIAL	Consumo destinado al bienestar de la sociedad en sus hogares.
GWHCOM	COMERCIAL	Consumo destinado al confort y operación de los locales comerciales.
GWHIND	INDUSTRIAL	Consumo destinado a actividades productivas industriales.
GWHOFI	OFICIAL	Consumo destinado a las actividades al confort y operación de las oficinas
GWHALU	ALUMBRADO PÚBLICO	Consumo dedicado a la iluminación de calles y parques públicos.
GWHAUT	AUTOCONSUMO	Consumo dedicado al confort y operaciones de las empresas de
GWHBLQ	BLOQUES INDEPENDIENTES	En este modelo se asignó al consumo de la provincia de Bocas del Toro.
GWHOTR	OTROS SECTORES	Representa a consumos atendidos, no caracterizados en los otros grupos
GWHPER	PÉRDIDAS TOTALES	Corresponde a las pérdidas de los sistemas de distribución y transmisión.

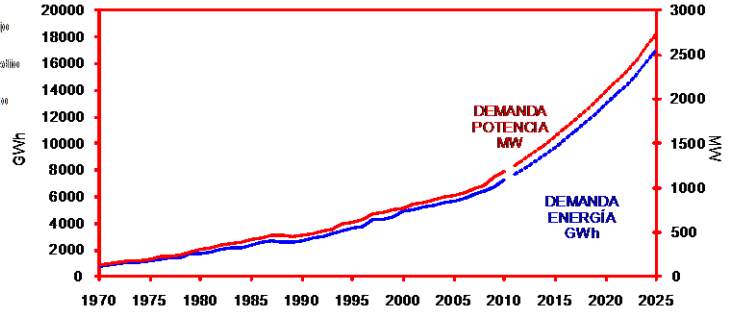
Tabla 1.26

1.9.1 ESCENARIO MEDIO O MODERADO

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A.
PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE ELECTRICA DE PANAMA
ESCENARIO MEDIO

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Medio	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
	1990	2010	5.0	4.8
Pronóstico	2010	2011	5.5	5.6
	2011	2015	6.1	6.0
	2011	2025	5.8	5.7



ANO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6		5.5	
1990-2010	5.7	7.5	4.4	4.0	5.8	-4.7	0.4	-5.2	2.0	5.0		4.8	
2010-2011	4.2	6.9	-0.3	5.4	8.6	134.1	1.9	3.9	7.0	5.5		5.6	
2011-2015	4.0	7.3	4.1	5.9	5.8	5.8	24.5	5.8	6.1	6.1		6.0	
2011-2025	3.6	7.2	5.7	5.8	5.9	5.9	10.9	5.9	5.0	5.8		5.7	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		139.5	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	149.3	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	170.1	13.9
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1139.9	16.3	175.7	3.3
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1004.6	1342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1041.9	1449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1118.1	1569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1166.4	4967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1161.3	1619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1066.0	4999.9	0.7	816.3	5.1
2002	1261.0	1733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1108.7	5221.7	4.4	833.9	2.2
2003	1341.2	1947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1035.7	5342.6	2.3	861.8	3.4
2004	1437.7	2065.2	337.0	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	975.8	5571.0	4.3	902.9	4.8
2005	1495.8	2180.3	341.2	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	930.2	5711.0	2.5	923.3	2.3
2006	1534.2	2133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5861.3	2.6	948.7	2.8
2007	1628.5	2342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6208.8	5.93	1001.4	5.55
2008	1647.2	2471.1	505.9	696.2	125.1	7.1	0.0	9.6	924.2	6386.4	2.86	1032.3	3.08
2009	1801.9	2482.5	562.1	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	1015.7	6753.7	5.75	1122.0	8.69
2010	1930.7	2697.8	652.0	772.2	135.9	4.7	78.9	7.6	1027.4	7307.1	8.19	1190.4	6.10
2011	2011.1	2884.2	650.1	814.1	147.5	11.0	80.4	7.9	1099.1	7705.5	5.45	1256.6	5.56
2012	2093.2	3088.0	660.1	859.7	155.5	11.6	81.7	8.3	1158.2	8116.2	5.33	1323.6	5.33
2013	2177.0	3311.7	674.0	909.6	164.1	12.2	139.7	8.8	1234.3	8631.3	6.35	1405.8	6.21
2014	2262.6	3556.0	707.1	963.7	173.8	13.0	190.5	9.3	1308.6	9184.6	6.41	1494.0	6.28
2015	2349.8	3823.2	764.9	1022.7	184.7	13.8	193.0	9.9	1391.5	9753.5	6.19	1584.6	6.06
2016	2438.9	4104.7	818.5	1083.7	196.0	14.6	200.4	10.5	1472.8	10339.9	6.01	1677.7	5.88
2017	2529.6	4405.2	873.7	1148.0	207.8	15.5	208.0	11.1	1555.5	10954.4	5.94	1775.1	5.81
2018	2622.0	4732.7	935.0	1218.0	220.6	16.5	216.4	11.8	1645.0	11617.8	6.06	1880.3	5.92
2019	2716.0	5082.1	997.2	1291.8	234.0	17.5	225.3	12.5	1685.3	12261.8	5.54	1982.0	5.41
2020	2811.8	5453.2	1062.5	1369.4	248.2	18.5	298.2	13.3	1743.1	13018.2	6.17	2101.6	6.03
2021	2909.1	5833.8	1122.7	1446.8	262.5	19.6	315.0	14.0	1795.0	13718.5	5.38	2211.8	5.25
2022	3008.0	6231.5	1183.2	1526.5	277.2	20.7	321.9	14.8	1866.6	14450.6	5.34	2326.9	5.20
2023	3108.6	6652.2	1246.4	1610.2	292.7	21.8	330.8	15.7	1957.7	15236.0	5.44	2450.3	5.30
2024	3210.7	7109.3	1328.2	1701.6	309.7	23.1	339.2	16.6	2080.8	16119.3	5.80	2589.0	5.66
2025	3314.3	7597.5	1407.5	1799.0	327.6	24.4	343.5	17.5	2185.3	17016.5	5.57	2729.7	5.43

C:\Etesa\Gerencia ...\Pronósticos de Demanda\Ponosticos de Demanda 2011-24 \ Sin Ahorro...
ETESA-PLAN 2011
24-feb-11

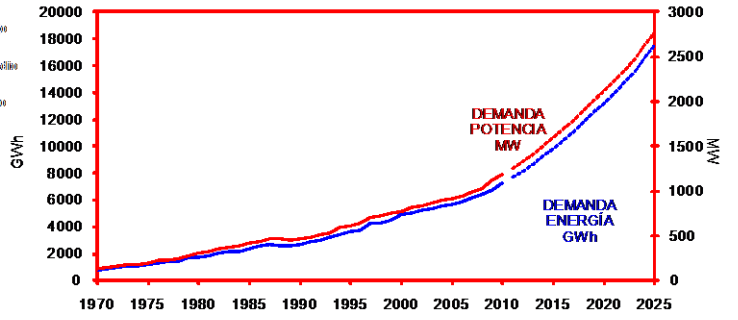
Tabla 1.27

1.9.2 ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A.
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÈCTRICA DE PANAMÁ
ESCENARIO ALTO

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Alto	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
	1990	2010	5.0	4.8
Pronóstico	2010	2011	5.6	5.7
	2011	2015	6.3	6.1
	2011	2025	6.0	5.8



ANO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6		5.5	
1990-2010	5.7	7.5	4.4	4.0	5.8	-4.7	0.4	-5.2	2.0	5.0		4.8	
2010-2011	4.2	7.0	0.0	5.5	8.7	134.4	1.9	4.0	7.1	5.6		5.7	
2011-2015	4.0	7.5	5.0	6.1	6.0	6.0	25.7	6.0	6.6	6.3		6.1	
2011-2025	3.6	7.3	6.4	6.0	6.0	6.0	11.1	6.0	5.5	6.0		5.8	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		139.5	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	149.3	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	170.1	13.9
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1139.9	16.3	175.7	3.3
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	3.10	9.6	16.0	13.9	284.2	1756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1004.6	1342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1041.9	1449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1118.1	1569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1166.4	4967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1161.3	1619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1066.0	4999.9	0.7	816.3	5.1
2002	1261.0	1733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1108.7	5221.7	4.4	833.9	2.2
2003	1341.2	1947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1035.7	5342.6	2.3	861.8	3.4
2004	1437.7	2065.2	337.0	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	975.8	5571.0	4.3	902.9	4.8
2005	1495.8	2180.3	341.2	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	930.2	5711.0	2.5	923.3	2.3
2006	1534.2	2133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5861.3	2.6	948.7	2.8
2007	1628.5	2342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6208.8	5.93	1001.4	5.55
2008	1647.2	2471.1	505.9	696.2	125.1	7.1	0.0	9.6	924.2	6386.4	2.86	1032.3	3.08
2009	1801.9	2482.5	562.1	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	1015.7	6753.7	5.75	1122.0	8.69
2010	1930.7	2697.8	652.0	772.2	135.9	4.7	78.9	7.6	1027.4	7307.1	8.19	1190.4	6.10
2011	2011.3	2887.4	652.1	815.0	147.7	11.0	80.4	7.9	1100.2	7713.1	5.56	1257.9	5.67
2012	2093.7	3100.5	665.6	863.5	156.0	11.6	81.7	8.3	1162.0	8142.9	5.57	1327.9	5.57
2013	2177.8	3331.6	687.3	915.6	165.0	12.3	141.1	8.8	1246.3	8685.8	6.67	1413.0	6.41
2014	2263.7	3581.7	725.8	971.4	175.0	13.1	190.8	9.4	1327.6	9258.6	6.59	1502.5	6.33
2015	2351.4	3855.0	792.3	1032.2	186.3	13.9	200.5	10.0	1418.8	9860.4	6.50	1596.2	6.24
2016	2440.8	4146.3	856.4	1096.2	198.1	14.8	215.7	10.6	1509.8	10488.7	6.37	1693.7	6.11
2017	2531.9	4454.0	918.9	1162.7	210.4	15.7	224.3	11.3	1601.3	11130.4	6.12	1792.9	5.86
2018	2624.8	4788.8	988.1	1234.9	223.6	16.7	290.2	12.0	1700.6	11879.7	6.73	1908.9	6.47
2019	2719.4	5146.3	1059.1	1311.1	237.5	17.7	304.5	12.7	1747.1	12555.4	5.69	2012.6	5.43
2020	2815.6	5525.7	1133.0	1391.2	252.1	18.8	321.3	13.5	1812.8	13284.1	5.80	2124.1	5.54
2021	2913.5	5915.3	1202.8	1471.3	266.9	19.9	333.3	14.3	1873.0	14010.4	5.47	2234.8	5.21
2022	3013.1	6324.8	1277.1	1554.6	282.3	21.1	340.2	15.1	1936.5	14784.6	5.53	2352.5	5.27
2023	3114.2	6760.0	1356.9	1642.6	298.7	22.3	343.5	16.0	2062.5	15616.6	5.63	2478.7	5.37
2024	3217.0	7231.0	1449.8	1738.2	316.4	23.6	346.9	16.9	2202.8	16542.5	5.93	2619.2	5.67
2025	3321.3	7737.0	1544.3	1840.9	335.1	25.0	351.3	17.9	2324.8	17497.7	5.77	2763.7	5.51

C:\Etesa\Gerencia ...\Pronósticos de Demanda\Ponosticos de Demanda 2011-24 \ Sin Ahorro...
ETESA-PLAN 2011
24-feb-11

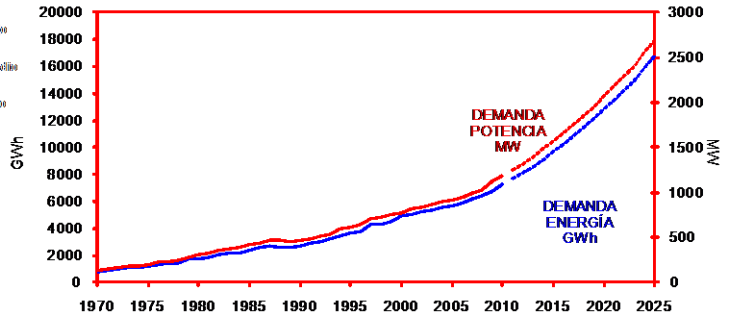
Tabla 1.28

1.9.3 ESCENARIO BAJO O PESIMISTA

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A.
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÈCTRICA DE PANAMÁ
ESCENARIO BAJO

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Bajo	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
	1990	2010	5.0	4.8
Pronóstico	2010	2011	5.2	5.3
	2011	2015	5.9	5.8
	2011	2025	5.7	5.6



ANO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6		5.5	
1990-2010	5.7	7.5	4.4	4.0	5.8	-4.7	0.4	-5.2	2.0	5.0		4.8	
2010-2011	4.1	6.6	-1.0	5.1	8.3	133.5	1.9	3.6	6.7	5.2		5.3	
2011-2015	3.9	7.2	3.7	5.7	5.6	4.8	24.1	5.6	5.9	5.9		5.8	
2011-2025	3.6	7.1	5.3	5.7	5.8	4.8	10.9	5.8	4.9	5.7		5.6	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		139.5	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	149.3	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	170.1	13.9
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1139.9	16.3	175.7	3.3
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1004.6	1342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1041.9	1449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1118.1	1569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1166.4	4967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1161.3	1619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1066.0	4999.9	0.7	816.3	5.1
2002	1261.0	1733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1108.7	5221.7	4.4	833.9	2.2
2003	1341.2	1947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1035.7	5342.6	2.3	861.8	3.4
2004	1437.7	2065.2	337.0	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	975.8	5571.0	4.3	902.9	4.8
2005	1495.8	2180.3	341.2	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	930.2	5711.0	2.5	923.3	2.3
2006	1534.2	2133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5861.3	2.6	948.7	2.8
2007	1628.5	2342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6208.8	5.93	1001.4	5.55
2008	1647.2	2471.1	505.9	696.2	125.1	7.1	0.0	9.6	924.2	6386.4	2.86	1032.3	3.08
2009	1801.9	2482.5	562.1	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	1016.7	6753.7	5.75	1122.0	8.69
2010	1930.7	2697.8	652.0	772.2	135.9	4.7	78.9	7.6	1027.4	7307.1	8.19	1190.4	6.10
2011	2010.5	2874.8	645.3	811.2	147.1	11.0	80.4	7.9	1096.1	7684.3	5.16	1253.2	5.27
2012	2092.1	3071.6	651.7	854.8	154.8	11.5	81.7	8.3	1152.8	8079.3	5.14	1317.6	5.14
2013	2175.3	3289.6	665.0	902.9	163.2	12.0	139.7	8.7	1227.5	8583.9	6.25	1398.1	6.11
2014	2260.3	3528.0	695.2	955.3	172.6	12.6	190.5	9.2	1299.8	9123.6	6.29	1484.1	6.15
2015	2347.0	3790.8	747.2	1012.9	183.2	13.3	190.9	9.8	1380.6	9675.7	6.05	1571.9	5.92
2016	2435.4	4065.5	794.2	1071.9	194.1	13.9	198.2	10.4	1459.1	10242.7	5.86	1661.9	5.73
2017	2525.5	4361.4	845.1	1134.8	205.7	14.6	205.9	11.0	1539.9	10843.9	5.87	1757.2	5.73
2018	2617.3	4683.9	901.6	1203.3	218.2	15.3	214.2	11.7	1627.5	11493.0	5.99	1860.1	5.85
2019	2710.7	5028.3	959.0	1275.7	231.4	16.1	223.0	12.4	1666.3	12122.9	5.48	1959.5	5.35
2020	2805.8	5394.2	1019.1	1351.7	245.3	16.9	296.0	13.1	1722.6	12864.5	6.12	2076.8	5.98
2021	2902.4	5769.7	1074.0	1427.6	259.2	17.7	312.7	13.9	1773.0	13550.1	5.33	2184.7	5.20
2022	3000.7	6161.9	1129.4	1505.6	273.7	18.5	319.5	14.6	1842.9	14266.8	5.29	2297.3	5.16
2023	3100.5	6576.3	1187.0	1587.4	288.9	19.3	328.4	15.5	1931.9	15035.0	5.39	2417.9	5.25
2024	3201.8	7026.7	1261.2	1676.8	305.5	20.2	336.8	16.4	2052.2	15897.6	5.74	2553.4	5.60
2025	3304.7	7506.9	1332.8	1771.7	322.9	21.1	341.0	17.3	2154.0	16772.5	5.50	2690.5	5.37

C:\Etesa\Gerencia ...\Pronósticos de Demanda\Ponosticos de Demanda 2011-24 \ Sin Ahorro...

ET ESA-PLAN 2011
24-feb-11

Tabla 1.29

1.9.4 ANALISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS

Como resultado de estos análisis, la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 5.90, 6.03, y 6.29% a corto plazo (2011-2014), para los escenarios Bajo o Pesimista, Conservador o Moderado y el Alto o Optimista respectivamente. Igualmente, para el largo plazo (2015-2025) se estima que estos parámetros se encuentren dentro de los rangos de 5.66 y 5.90%. Estos resultados son dependientes del crecimiento de la población, la recuperación económica del país, la permanencia de las actuales políticas tarifarias y energéticas, el surgimiento de macroproyectos estatales y privados, las proyecciones de precios de los combustibles, el rumbo de la industria manufacturera y de los programas de reducción de pérdidas eléctricas.

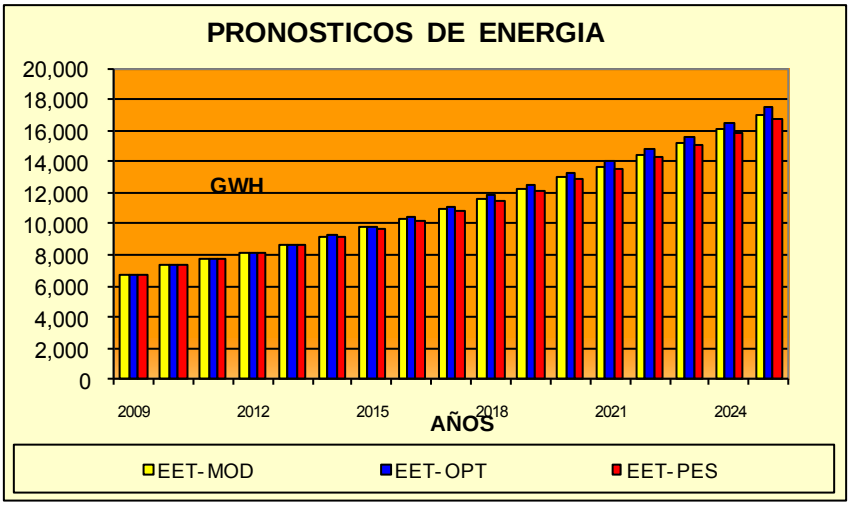


Figura 1.29

Para todo el período de análisis, 2011-2025 los respectivos escenarios de energía eléctrica crecerán en 5.73, 5.82 y 6.03%. La estrechez del rango de proyecciones entre los tres escenarios, con diferencias menores al 1%, obedece a la fuerza de los factores positivos, que permanecen insertos en los escenarios económicos analizados, que se perciben para el corto plazo. En consideración a las premisas tomadas para dichos años, especialmente los relacionados a la decisión tomada por la población panameña, al aprobar los trabajos de ampliación del Canal de Panamá, a la ejecución de mega proyectos, a los cuales están intrínsecamente relacionadas las hipótesis de crecimiento económico utilizadas en el pronóstico.

Con respecto al pronóstico de la demanda de potencia eléctrica, ETESA prevé un crecimiento acumulado anual entre 5.80, 5.94 y 6.10% a corto plazo (2011-2014) y entre 5.52, 5.59 y 5.64% a largo plazo (2015-2025) en los respectivos escenarios pesimista, conservador y optimista. Para todo el periodo de análisis (2011-2025), los resultados esperados, respectivamente son 5.61, 5.70

y 5.78%. En las figuras y tablas siguientes se muestra el resumen de las tasas de crecimiento previstas por escenario y periodo.

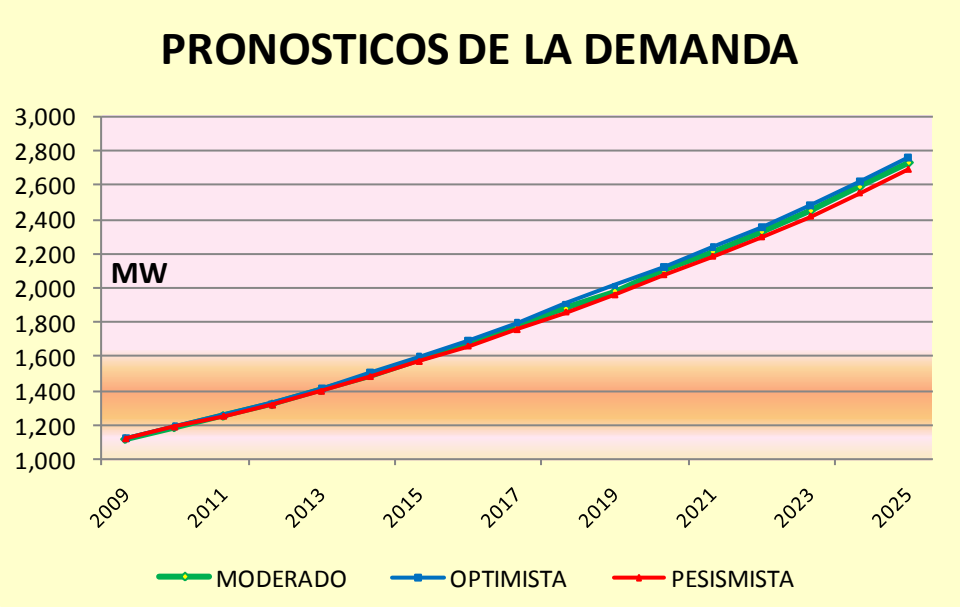


Figura 1.30

En consecuencia, los incrementos anuales de energía (GWh) y potencia (MW) en los tres escenarios analizados, muestran a efecto de de las premisas utilizadas, muy poca diferencias entre sí. Con un fuerte impulso en el corto plazo empujado principalmente por la ejecución del magno proyecto de Ampliación del Canal y el desarrollo de varios mega proyectos estatales de infraestructura que se han de realizar, en estos años. Ver tabla siguiente.

INCREMENTO PROMEDIO ANUAL DE ENERGIA Y DEMANDA POR PERIODO

SIN CONSIDERAR AHORRO ENERGÉTICO						
PERIODO	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESISMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2011-2014)	493.0	79.1	515.2	81.5	479.8	77.0
LARGO PLAZO (2015-2025)	726.3	114.5	763.7	116.7	709.7	111.9
ANALISIS (2011-2025)	665.1	105.2	698.9	107.6	649.2	102.7

Tabla 1.30

Las mayores incertidumbres para el cumplimiento de los estimados de corto plazo de los escenarios moderado y optimista, radican en la continuación o no de los proyectos urbanísticos del sector construcción, los cuales podrían verse obstaculizados por las secuelas remanentes de la crisis global, escenificada en el periodo económico-financiero (2007-2009), a ejemplo, mayor

restricción en el crédito bancario nacional y externo. En el caso del medio y largo plazo, la incertidumbre se presenta en la inserción de mega proyectos de índole privada no listados, ni considerados explícitamente en el pronóstico 2010-2024. El inicio de construcción, luego operación y explotación de estos macroproyectos de iniciativa privada, podrían incrementar las tasas de crecimiento, específicamente del escenario optimista.

Entre estos proyectos mencionados, pero no incluidos específicamente en las premisas de los escenarios por su incipiente estado de desarrollo tenemos: la mega refinería de petróleo en la provincia de Chiriquí; Proyectos mineros de envergadura; el Panama International Merchandise Mart (PIMM)[72], la expansión portuaria (Mega Puerto de Farfán); Centro Multimodal, Industrial y de Servicios (CEMIS); Aeropuertos Internacionales en la Provincia de Colon y área de Azuero; Centro Energético de las Américas,[73] entre otros.

Los sectores de mayor demanda de energía eléctrica, seguirán siendo el sector comercial y el residencial, seguidos en orden por el segmento de las pérdidas de energía eléctrica, el sector oficial, el sector industrial y el alumbrado público. En el año 2008, la participación de estos sectores en el consumo eléctrico fue 36.9, 26.4, 14.1, 10.6, 8.9 y 1.9%, en el mismo orden.

Mas o menos de acuerdo a los escenarios presentados, se espera que en el año 2025, esta estructura de consumo varíe a 44.7% en sector comercial, 19.5% sector residencial, 12.9% en pérdidas totales del sistema, 10.6% en el sector oficial, 8.3% en el sector industrial. El sector industrial y residencial se deben repartir el 2.5% alcanzado por el segmento de consumo de nominado Bloque, con un mayor peso la manufactura, que incluye el consumo de la Integración de la Prov. de Bocas del Toro, PTAR y el consumo de sub-actividad de transporte (Metro), que ha de entrar en operaciones, en el primer quinquenio del presente pronóstico, a menos que se realicen segmentaciones adicionales al consumo eléctrico.

De acuerdo a los registros de los dos últimos años 2008 y 2009, las pérdidas de energía eléctrica habían alcanzado los parámetros de 12.5 y 12.0%. La revisión de la data de pérdidas conllevo a un incremento de la data elaborada por el SNE. Con base en estos parámetros, el Pronóstico de Energía 2011-2025, hizo las correcciones necesarias, por la cual estas pedidas en 14.5 y 15% para los años listados.

Con lo cual, las tasas de crecimiento de pérdidas son levemente estabilizadas hasta el año 2025, en un rango entre 12.9 y 13.3% dependiendo de las premisas de los escenarios. Es importante anotar que en el periodo anterior a la reforma del subsector eléctrico (1989-2001), las pérdidas de

---

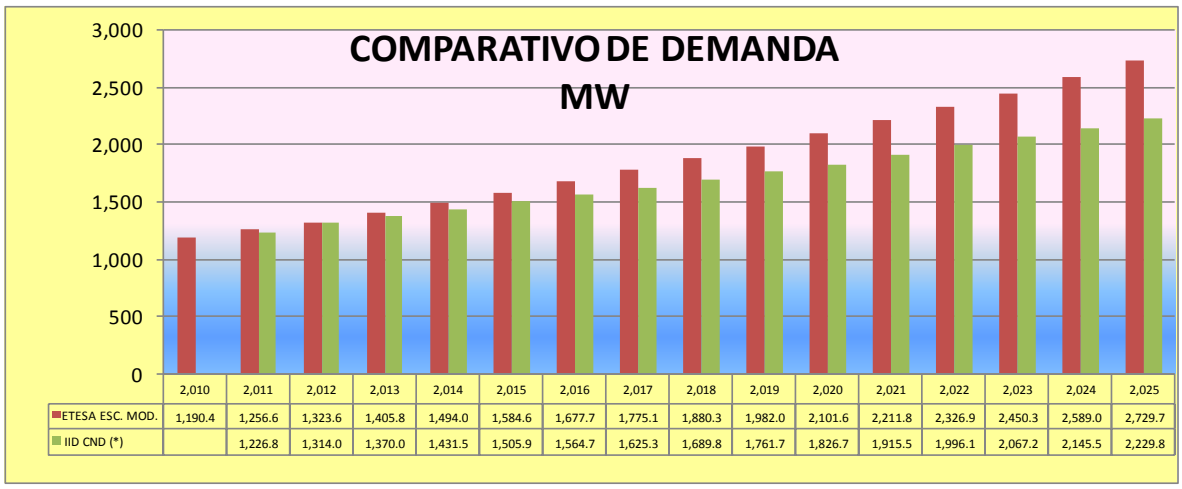
[72] Un centro de exhibición comercial permanente al por mayor en América Latina y el Caribe. Con una inversión de $545 millones se construye en El Limón, Provincia de Colón, con un terreno de 560 hectáreas, el PIMM ocupara 50 Ha de ellas y estará ubicado entre la vía Transístmica y el Lago Gatún.

[73] Es un mega complejo petroquímico que incluye refinerías, plantas petroquímicas, instalaciones marinas y terminales de almacenamiento. La fase inicial del proyecto tiene un estimado de costo directo de $1.300 millones.

energía eléctrica contabilizaban igual o mayor cantidad que el consumo agregado del sector industrial y oficial. En efecto en el año 2000, las pérdidas de energía eléctrica fueron de 1,166.4 GWh mientras que el consumo agregado el sector industrial y oficial fue de 1,049.1 GWh (506.4 GWh industrial y 542.1 GWh oficial).[74]

Los resultados para los 15 años de proyección del pronóstico, destacan la atención sobre el consumo de las actividades del sector comercial y de servicios, el cual pasa, aproximadamente del 40% al 46% del consumo total; por su parte, el consumo del sector residencial reduce su participación del 27% a menos de 20%; el resto de los sectores de consumo (industrial, oficial, alumbrado público, autoconsumo y otros) mantienen relativamente sus participaciones, durante el horizonte de proyección.

Con el fin de validar los pronósticos presentados en este análisis, se comparan las proyecciones del Escenario Moderado, frente a los datos del Informe Indicativo de Demanda (2011-2031), elaborado por el Centro Nacional de Despacho.[75]



	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025
ETESA ESC. MOD.	1,190.4	1,256.6	1,323.6	1,405.8	1,494.0	1,584.6	1,677.7	1,775.1	1,880.3	1,982.0	2,101.6	2,211.8	2,326.9	2,450.3	2,589.0	2,729.7
IID CND (*)		1,226.8	1,314.0	1,370.0	1,431.5	1,505.9	1,564.7	1,625.3	1,689.8	1,761.7	1,826.7	1,915.5	1,996.1	2,067.2	2,145.5	2,229.8

Figura 1.31

La anterior grafica compara las proyecciones del Escenario Moderado de ETESA, versus los totales DMG coincidentes mas las perdidas en la punta, del Centro Nacional de Despacho, presentándose diferencias anuales en el periodo de corto plazo 2011-2014, van de 3.3 a 7.2% , con un promedio anual en los cuatro años, de 5.2%. Estas discrepancias, que pueden ser consideradas mínimas, se explican por si solas en las diferencias metodológicas y enfoques conceptuales de cada proyección.

Para el periodo de Largo Plazo las diferencias de pronósticos de la demanda de ETESA con el CND se profundizan paulatinamente, llegando en el periodo 2015-2020 a diferencias de 18%, para un promedio en el periodo de 14%. En el extremo de largo plazo en el análisis de referencia de

[74] Este tema es comentado en el punto 1.4.2, de Pérdidas de Energía Eléctrica.

75 Adenda No. 1, Informe Indicativo de Demandas 2011-2031, de Diciembre 2010

ETESA, 20021-2025, las diferencias con el CND alcanzan hasta un 26% para un promedio de discrepancias anual de 24%.

Las demandas totales de potencia utilizadas por el CND, corresponden a las documentadas en la Adenda No.1, del Indicativo de Demanda. En él, se incluye la información detallada y de última hora de los requerimientos de energía y potencia agregada al segmento de los Grandes Clientes. Específicamente, volúmenes de energía y potencia de varios Supermercados metropolitanos, y otras industrias existentes, modificando las demandas totales coincidentes con las pérdidas en punta del consumo.

Es necesario destacar que las desviaciones promedio de los pronósticos de ETESA con la demanda agregada de los Agentes Distribuidores son de apenas 5% para los primeros cinco años (2011 y 2014), coincidente con el corto plazo del pronóstico. Para el segundo quinquenio, años 2015-2020, se tienen diferencias mayores en promedio de 14%, acrecentándose anualmente estas diferencias, hasta el 26%. Estos altos porcentajes promedio de discrepancias se pueden explicar en sentido que los agregados de potencia, son el resultado de información de las empresas distribuidoras y de Grandes Clientes, los cuales son en gran parte conservadores y además pueden estar contemplando medidas de control y ahorro que no son del conocimiento general. Como los pronos ticos de demanda, preparados por ETESA son anuales, tienen más importancia las discrepancias del periodo de corto plazo, en la cual una diferencia de 5% está contemplado como un seguro, de manera que este pronóstico se valida, en especial los resultados en el periodo de corto plazo.

1.9.5 DESAGREGACIÓN POR BARRA

En la siguiente página se presenta la desagregación de la Demanda Máxima de Generación, por participante consumidor y por barra.

Esta desagregación se calculó con base en los datos históricos registrados a diciembre del 2007. Los resultados obtenidos concuerdan con la información suministrada por las distribuidoras.

Se incluye la demanda de la subestación Las Guías, a construirse en el año 2009 en los límites de la provincia de Coclé.

El Cuadro No. 26 del archivo electrónico del Anexo I - 3, contiene los datos de esta desagregación.

DEMANDA MÁXIMA POR PARTICIPANTE CONSUMIDOR Y POR BARRA 2011 - 2025 (MW)															
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
TOTAL GENERACIÓN	1256.60	1323.60	1405.80	1494.00	1584.60	1677.70	1775.10	1880.30	1982.00	2101.60	2211.80	2326.90	2450.30	2589.00	2729.70
Pérdidas de Transmisión	31.50	53.50	75.50	75.30	80.41	85.14	71.30	74.95	79.37	108.90	114.24	120.42	126.87	133.82	141.59
% Pérdidas	2.51%	4.04%	5.37%	5.04%	5.07%	5.07%	4.02%	3.99%	4.00%	5.18%	5.17%	5.18%	5.18%	5.17%	5.19%
CARGA	1225.10	1270.10	1330.30	1418.70	1504.19	1592.56	1703.80	1805.35	1902.63	1992.70	2097.56	2206.48	2323.43	2455.18	2588.11
CEMEX	24.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26
Cemento Panamá S.A.	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04
BOFCO (Changuinola)	12.67	12.67	12.85	12.94	13.25	13.15	13.41	13.54	13.81	14.09	13.32	13.23	13.25	13.25	13.36
PTP (Cañazas)	13.43	13.90	14.39	14.87	15.43	16.03	16.69	17.28	17.92	18.62	19.33	20.01	20.75	21.50	22.32
MEGA DEPOT	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53
RICAMAR	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
BPARK	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61
SUPER 99	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33
ENSA															
Cerro Viento	61.37	61.82	63.17	65.11	67.30	69.67	72.71	72.98	75.01	76.49	77.94	79.36	80.74	82.57	84.22
Chilibre	26.92	27.23	27.73	28.63	29.54	30.63	31.86	32.92	33.88	34.59	35.38	36.28	37.05	38.15	39.11
Santa María	64.99	65.90	67.48	69.80	72.40	75.20	78.62	81.35	83.85	85.73	87.54	89.66	91.86	94.60	97.42
Calzada Larga	2.46	1.53	1.64	1.87	2.12	2.28	2.56	1.61	1.86	1.99	2.13	2.39	2.53	2.82	2.98
Monte Oscuro	54.84	56.06	59.57	63.79	68.34	71.16	74.57	77.34	79.88	81.74	83.60	85.44	87.25	89.55	91.79
Tocumen	38.65	40.35	42.35	47.38	50.04	52.86	57.81	58.92	61.19	62.79	65.56	68.47	72.21	77.87	85.19
Bahía las Minas	12.51	12.82	13.62	14.16	15.50	16.59	17.52	18.08	18.58	19.06	19.54	20.01	20.60	21.18	21.76
Colón	25.31	26.48	27.93	29.80	32.04	34.44	37.12	39.37	41.57	43.45	45.53	47.66	50.05	52.22	54.39
Monte Esperanza	6.74	7.05	7.44	7.94	8.53	9.17	9.89	10.48	11.07	11.57	12.13	12.69	13.33	13.91	14.48
France Field	54.40	56.92	60.04	64.06	68.86	74.03	79.79	84.62	89.34	93.39	97.87	102.45	107.57	112.25	116.91
Geehan	10.27	10.34	11.81	12.43	13.00	13.72	14.67	15.40	16.09	16.55	16.30	16.62	16.93	17.57	13.32
Tinajitas	38.30	40.45	42.05	56.76	59.92	62.86	66.57	64.84	67.76	71.35	74.82	79.12	83.81	90.63	95.09
Llano Bonito	14.05	15.51	16.22	17.22	18.62	20.10	22.23	24.66	27.87	31.97	38.16	46.58	54.69	58.62	60.38
24 de Diciembre	16.06	17.20	18.12	19.36	20.80	22.55	24.64	26.78	29.01	31.51	34.46	36.52	38.83	41.40	48.77
Gonzalillo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.18	17.00	19.86	22.55	25.87	30.07	35.87	39.48
Total	426.86	439.66	459.17	498.31	527.03	555.27	590.56	624.53	653.96	682.04	713.51	749.14	787.53	829.21	865.31
EDECHI															
Mata de Nance	62.74	64.92	67.68	71.18	75.42	80.13	85.86	90.59	95.42	99.85	105.03	110.03	115.38	121.57	128.17
Progreso	13.29	13.75	14.34	15.08	15.98	16.98	18.19	19.19	20.22	21.15	22.25	23.31	24.44	25.76	27.15
Total	76.03	78.67	82.02	86.26	91.40	97.10	104.06	109.78	115.63	121.01	127.28	133.34	139.83	147.32	155.32
SERVICIO B (EDEMET)															
Miraflores	18.57	19.37	20.27	21.17	22.14	23.12	24.26	25.38	26.55	27.74	29.06	30.35	31.74	33.18	34.75
Balboa	15.47	16.14	16.89	17.64	18.45	19.26	20.21	21.15	22.12	23.12	24.21	25.29	26.45	27.65	28.95
Summit	1.72	1.80	1.88	1.96	2.05	2.14	2.25	2.35	2.46	2.57	2.69	2.81	2.94	3.08	3.22
Gamboa	1.01	1.05	1.10	1.15	1.20	1.25	1.31	1.38	1.44	1.50	1.58	1.65	1.72	1.80	1.88
Agua Clara	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gatún	0.86	0.89	0.93	0.98	1.02	1.06	1.12	1.17	1.22	1.28	1.34	1.40	1.46	1.53	1.60
Howard	0.35	0.36	0.38	0.39	0.41	0.43	0.45	0.47	0.49	0.52	0.54	0.56	0.59	0.62	0.65
Industrial	3.63	3.79	3.96	4.14	4.33	4.52	4.74	4.96	5.19	5.42	5.68	5.93	6.20	6.48	6.79
Total	41.59	43.40	45.42	47.43	49.60	51.79	54.34	56.86	59.47	62.15	65.10	67.99	71.10	74.33	77.85

1.10 CONCLUSIONES

Para el corto plazo (2011-2014), de acuerdo a la información reciente y disponible y a los análisis y cálculos realizados, la demanda de energía eléctrica de Panamá podría presentar tasas de crecimiento crecientes, por el orden de 5.9 a 6.3% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer de 5.9 a 6.2%, de darse situaciones socioeconómicas moderadas, optimistas o pesimistas.

La estrechez del rango de proyecciones del corto plazo, con diferencias menores al 0.5%, obedece a la fuerza de los factores positivos macroeconómicos que se perciben y manifiestan al presente para dichos años, especialmente los relacionados a la decisión tomada por la población panameña, al aprobar los trabajos de ampliación del Canal de Panamá y a la ejecución en el corto plazo de magno proyectos estatales de infraestructura, dentro de las medidas gubernamentales anti cíclicas, a los cuales están intrínsecamente relacionadas las hipótesis de crecimiento económico, tanto moderado, como las opciones optimista y pesimista.

Por consiguiente, la inclusión de los consumos previstos de los proyectos de Saneamiento de la Bahía de Panamá y de la implementación de un sistema de transporte masivo en la Ciudad de Panamá (Metro), se incorporan dentro del segmento de consumo Bloque, en conjunto con la energía correspondiente a la región recién integrada al SIN, la región económica de Changuinola, en la provincia de Bocas del Toro. En la cual el segmento Bloque pasa de aproximadamente 80 GWh en el año 2011 a 314, 319 y 311 GWh en el año 2025, respectivamente en los escenarios Moderado, Optimista y Pesimista.

En la presente edición del Pronóstico de Demanda 2011-2025 no se incluyó los estimados de ahorros de energía, resultantes de la campaña de sustitución de focos incandescentes por iluminación eficiente de menor consumo, ya que la evidencia correspondiente al sector residencial en el año 2009, no denota una reducción en el consumo sino por el contrario se tiene un crecimiento de 9.4% y un estimado de 7.1% con respecto a los registros respectivos del año anterior. Los escenarios con reducción de consumo por campañas de ahorro, serán reconsiderados cuando se presente un estudio más formal que evidencie los ahorros en consumo, atribuibles directamente a la sustitución de los bombillos.

Entre las mayores incertidumbres que se evidencian en el presente pronóstico, se refieren a la precisión del comportamiento de la economía nacional en el periodo de corto plazo (2011-2014). Específicamente del total de la economía nacional, de los agregados sectoriales y de las diversas actividades económicas. En consideración del excelente comportamiento promedio del crecimiento alcanzado en el periodo 2004-2008, con una tasa de crecimiento anual acumulada de 8.7%, versus el crecimiento para el año 2009, de 3%. La última estimación del comportamiento esperado de la economía nacional, para el año 2010 ronda el 7%.

Con lo que se puede afirmar que esta significativa desaceleración de la economía nacional, en el año 2009, relativamente positiva dentro de un entorno mundial de recesión, introducía grandes incertidumbres en el desempeño de todas las actividades domesticas, en el corto y mediano plazo.

Pero, luego del comportamiento de la economía en el año 2010, hace suponer que los inciertos efectos derivados de la crisis hipotecaria norteamericana en la economía nacional, la cual fue traspasada globalmente al área financiera mundial, fueron superadas por Panamá Al igual que sus efectos retardados en los mercados mundiales de las materias primas, que conllevaron a una disminución del comercio mundial, lo que se tradujo en la disminución temporal de la utilización de la vía acuática del Canal; con sus efectos colaterales en las actividades conexas, principal motor de la economía nacional.

Otra incertidumbre importante originada en la crisis económica global, es la certeza de continuación de grandes proyectos urbanísticos en la urbe metropolitana y en las aéreas de descanso en desarrollo a lo largo del país. Estos proyectos, los cuales fueron obstaculizados por factores no previstos en su previa programación, reticencia del crédito bancario a promotores y a las hipotecas individuales, por los bancos nacionales y del exterior, con su efecto directo principalmente en una de las actividades económicas, que marcaron el paso en los años recientes, Construcción, y de los proveedores de insumos para su actividad, uno de los principales motores del alto crecimiento en el periodo 2005-2008.

Aun cuando la profundización de la crisis mundial, a lo interno de Panamá no se dio, la cautela del sector financiero provoco un impasse temporal en la actividad, Shock que no afecto totalmente la actividad de construcción, por el inicio de grandes obras de infraestructura nacional, adicional a los trabajos de ampliación del canal. Por lo cual se espera que las actividades conexas den el impulso necesario al desarrollo de la construcción, un reimpulso de los denominados turismos de temporada y/o residencial, y por consiguiente de las actividades concernientes a la explotación de hoteles y restaurantes.

Aun no se tiene información cierta sobre el desarrollo de mega proyectos de índole privada, no listados, ni considerados explícitamente en este análisis, los cuales podrían incrementar las tasas de crecimiento del escenario optimista, en forma directa e indirecta. Los proyectos identificados, son de un alto valor de inversión y corresponden en gran parte a empresas con un potencial uso intensivo de la energía eléctrica, pero que las actividades en mención dependen de una mejora sustancial de las condiciones económicas globales.

Entre los proyectos no listados, ni incluidos en este análisis podemos mencionar: la magna refinería de petróleo en el aérea de Chiriquí; proyectos mineros de magnitud, la expansión portuaria; El Centro Multimodal, Industrial y de Servicios; Centro Energético de las Américas; la expansión de los corredores viales metropolitanos norte y sur. Algunos se encuentran posiblemente en niveles incipientes de ejecución en el corto y mediano plazo

Finalmente, habrá que esperar a ver si la ruta positiva de la economía mundial se sostiene, ya que las perspectivas de las instituciones multilaterales, han emitido conceptos en la cual se afirma que la crisis global toco piso, aunque, los resabios de la crisis global aun generan incertidumbres en el escenario futuro de las principales economías del globo, y podrían afectar las expectativas de crecimiento del comercio mundial en el corto plazo y por ende en la economía nacional, dado el fuerte grado de inserción en la economía mundial.

De aun continuar en "*sala de recobro* la economía mundial, habrá que determinar con mayor precisión en qué grado incidirá la crisis en la actividad de transporte, almacenamiento y comunicaciones (Canal de Panamá), la cual ha correspondido a más de un quinto del PIB, en los últimos tres años. Si la recuperación económica mundial no se verifica, los ingresos esperados por el canal disminuirían afectando el repago de las obras y sus costos financieros, lo cual derivaría en situaciones difíciles para el país.

El pronóstico de energía esperado para el año 2010, se basó en la ocurrencia de un crecimiento de la economía de 3.75%. Aunque los resultados de las actividades económicas, con el paso de los tres primeros trimestres del año 2010, duplican esta cifra, El MEF, así como bancos y entidades internacionales hablan de un crecimiento final de 7%. Con respecto a los pronósticos de energía en el corto plazo, años 2011-2014, se fundamentan en una tasa de crecimiento anual de 6.2, utilizado en el escenario moderado o conservador, con lo que la franja de resultados esperados se encuentra entre los promedios anuales para ese mismo periodo va de 4.9 a 7.6%, correspondientes a los escenarios Pesimista y Optimista.

Para el largo plazo (2015-2025), los cálculos presentan un rango de crecimiento anual de la economía entre 4.2 a 6.1%, según la ocurrencia de los escenarios analizados. Los escenarios se califican de conservadores, debido a las restricciones que le impone la serie histórica, sin precedentes de crecimientos sostenidos, similares a los rangos alcanzados en los años recientes.

Con respecto a los indicadores eléctricos del modelo se concluye:

De acuerdo a los registros de los últimos tres años, se evidencia que el país obtiene más producto en unidades monetarias por unidad de energía eléctrica consumida. $PIB/kWh crecientes.

La nueva concepción de precios internacionales del crudo de petróleo por parte de la EIA, reconoce que el precio esperado de los combustibles es creciente. Debido principalmente al incremento mundial de la demanda, a una restricción mundial en el proceso de refinación, a costos incrementales de la oferta del crudo y de las nuevas alternativas de combustible. Por lo cual es de esperar que en el corto y mediano plazo el sistema suministre energía eléctrica, con precios reales crecientes, consecuente con el mayor costo del componente térmico.

El Factor de Carga ***FC*** ha venido disminuyendo de un factor promedio de 70.5 u, en el periodo 2001-2007, a 69.0 y 66.3 u. en los años 2008 y 2009. Este comportamiento del ***FC*** en los dos últimos años está asociado principalmente a un paulatino retroceso en la demanda de tipo industrial, mientras se incrementa el consumo comercial y gubernamental, en las horas de punta.

1.11 REFERENCIAS

1. Centro Nacional de Despacho (CND) de Panamá; Gerencia de Operaciones; Informe indicativo de demandas; 2009-2018.
2. Comisión de Política Energética (COPE) de Panamá; Compendio estadístico energético; www.mef.gob.pa/politica_energetica/documentos.asp; 1970-2008 y cuadros preliminares 2009.
3. Contraloría General de la República de Panamá; Dirección de Estadística y Censo; Censos nacionales de población (X) y vivienda (VI); www.eclac.cl/redatam/g4help/panama/censos; Mayo 2000.
4. Contraloría General de la República de Panamá; Dirección de Estadística y Censo; Producto Interno Bruto; Indicadores Mensuales de Actividad Económica, Índice de Precios al Consumidor.
5. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de Panamá, información preliminar 2009.
6. Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá; Historial eléctrico nacional; Ingresos nominales facturados por ventas de energía eléctrica; 1970-1997.
7. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) de Panamá; Dirección de Análisis y Políticas Económicas; Estimación de la población total de Panamá; 2001-2006.; Informe Económico Primer Semestre 2006.
8. Autoridad del Canal de Panamá/INDESA/INTRACORP: Evaluación Socioeconómica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas; Abril 2006.

Capítulo 2: Estándares Tecnológicos y Costos de Transmisión

2.1 INTRODUCCIÓN

En todo proceso de planeamiento de un sistema eléctrico, es evidente que al momento de plantear o proponer variantes o alternativas se consideran ciertos criterios predefinidos en lo que se refiere al tipo de instalación que se propone (tecnología, tipos constructivos, materiales, etc.); en todos los casos adaptadas a las características del sistema bajo análisis.

Por tal motivo, nace la necesidad de definir para el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión ciertos criterios constructivos que presuponen un análisis técnico-económico previo en función de variables asociadas al mercado y a la ubicación física de la obra (densidad de carga, calidad de servicio, nivel de contaminación, aspectos ambientales, etc.).

El objetivo de los estudios de planeamiento de mediano y largo plazo es determinar la alternativa óptima de expansión, y por lo tanto es relevante contar con los costos que adecuadamente valoricen las diferencias entre alternativas. Adicionalmente, como se requiere incluir los costos en un esquema tarifario, resulta necesario determinar los costos de las instalaciones lo más cercano posible a su valor real de mercado.

Esta condición también impone, considerar en un mayor detalle los elementos de costos que intervienen en las obras planteadas; contemplando todos los ítems y considerando los gastos que se efectúen hasta su operación comercial.

A raíz de estas consideraciones, el informe presentado a continuación muestra de forma detallada y descriptiva dentro de sus secciones los últimos criterios tecnológicos utilizados en las líneas y las subestaciones para cumplir con los estándares de calidad y suministro y las metodologías utilizadas en el cálculo de los costos de componentes de transmisión.

2.2 CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES

Esta sección tiene como finalidad señalar aquellos criterios a utilizar en las instalaciones que se propongan para la expansión del sistema de transmisión, tomando en consideración las características del sistema actualmente en operación.

2.2.1 Líneas de Transmisión

2.2.1.1 Generalidades

El sistema de transmisión eléctrico de propiedad de ETESA está conformado por líneas de 230 y 115KV. Actualmente, la longitud total de líneas de 230KV es de 1629.7 Km. en líneas de doble circuito y 321.78 Km. en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de 115KV la longitud total de líneas de doble circuito es de 157.2 Km. y para líneas de circuito sencillo de 149.7 km.

2.2.1.2 Tipos de conductores

El crecimiento de la demanda, la ubicación del potencial hídrico, la alta humedad asociada al clima tropical lluvioso, el sistema existente y la estrechez de nuestro país aunada a su posición costera, involucra que en el diseño de las líneas de transmisión se contemplen factores como el mayor transporte debido al desarrollo de nuevas centrales de generación, los efectos de la temperatura en los conductores, la flexibilidad y óptimo acople de nuevas tecnologías con el sistema existente y la susceptibilidad de los conductores al efecto de la corrosión salina, la longitud de la línea, las características de la carga, entre otros.

En resumen, los criterios básicos generales utilizados por ETESA para seleccionar el tipo de conductor en una línea de transmisión son:

a. la selección de la configuración geométrica de las fases.
b. la determinación de los tipos de conductores a evaluar
c. el análisis del diámetro mínimo aceptable
d. el análisis preliminar, en función del Valor Presente Neto, para la selección de la faja de calibres de los conductores.
e. el análisis de sensibilidad de las alternativas.

A partir de diversos estudios realizados, ETESA ha implementado para las líneas de transmisión de 230 KV y 115KV; el conductor ACAR - Conductor de Aluminio Reforzado con Aleación de Aluminio – 1200kcmil (24/13)[76], el conductor ACAR 750 kcmil (18/19) y el conductor ACSR/AW - Conductor de Aluminio Reforzado con Acero Revestido de Aluminio - 636 kcmil (26/7), GROSBEAK/AW, respectivamente.

[76] Estudio realizado por el Consorcio LEME-CEMIG denominado ¨Selección Técnico-Económica de Conductores para la línea de transmisión 230KV¨, en Octubre de 1997.

En el Anexo I-6 de éste capítulo se detallan los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor que garantizan la optimización de los conductores.

2.2.1.3 Estructuras

Varias familias de estructuras han sido consideradas para cubrir los requerimientos de las líneas de transmisión de ETESA, incluyendo estructuras de diversos tipos constructivos para uno y dos circuitos.

Las estructuras de acero galvanizados, auto soportantes, con silueta del tipo tronco-piramidal y de base cuadrada son las de mayor aplicación en Panamá.

La nueva tendencia en el diseño de las líneas, respecto a las estructuras a utilizar, estipula considerar ciertos aspectos como lo son:

a. Optimización: La eficiencia mecánica de la estructura y el aspecto económico involucra que en el diseño se contemplen las características de aplicación mecánica del conjunto de estructuras definidos.

b. Peso de la estructura: Las cargas mecánicas y la altura de la estructura involucra que en el diseño se contemplen el peso de las estructuras.

c. Esfuerzos mecánicos: La velocidad del viento es una de las principales cargas del dimensionamiento de la estructura, lo que involucra que en el diseño se contemplen el modelado de los datos de viento y determinación de la velocidad de viento de referencia para el proyecto en base a la metodología IEC 826.

d. Perfil topográfico: La ubicación de las estructuras en el terreno involucra que en el diseño se contemple el levantamiento de un perfil topográfico de la línea de transmisión considerando:

    d.1. Las distancias de seguridad verticales para las condiciones de potencia máxima y de emergencia.

    d.2. Las distancias laterales de seguridad y el límite de la franja de servidumbre.

    d.3. La separación entre líneas en el tramo de paralelismo.

    d.4. Las características de aplicación geométrica de las estructuras, tales como ángulo en la línea, vanos adyacentes, alturas.

    d.5. Las distancias eléctricas en la estructura: ángulos de balance de la cadena, ángulo de salida de la grapa del cable conductor.

    d.6. Los límites de ángulo de inclinación del conductor e hilos de guarda en la salida de la grapa.

    d.7. Las condiciones de mejor ubicación de cada estructura con confirmación a través de inspección de campo.

    d.8. Las cargas mecánicas de las cadenas de aisladores.

2.2.1.4 Aislamientos de las Líneas

A partir de las características electromecánicas de los aisladores, ETESA ha implementado en sus líneas de transmisión aisladores de porcelana o vidrio ANSI 52-5 ó ANSI 52-3 para los voltajes correspondiente a 230KV y 115KV, respectivamente con la única variante en la cantidad de aisladores.

Cabe mencionar que recientemente se ha utilizado la tecnología de polímero en áreas urbanas con limitaciones de servidumbre debido a la flexibilidad de su estructura en relación al tamaño del aislador y su mejor comportamiento con el problema de la contaminación.

Con el objetivo de mantener los índices de confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión, la tendencia en el diseño de las líneas, respecto al nivel de aislamiento a utilizar, considera ciertos aspectos como lo son:

a. Criterio de Sobre voltaje de 60Hz: el mismo comprende dos factores, las sobretensiones a 60Hz y el problema de la contaminación. El primero, contempla la distancia del conductor-estructura en la condición de viento extremo, mientras que el segundo, permite determinar el tipo y cantidad de aisladores a utilizar de acuerdo al nivel de contaminación en el área del proyecto.

b. Impulso de Maniobra: los voltajes transitorios que se generan como consecuencia de maniobras que se efectúan en el sistema tales como: interrupción de fallas, energización y desenergización de líneas involucra que en el diseño se contemplen estudios de simulación a condiciones de viento moderado para verificar el comportamiento del sistema ante estas circunstancias.

c. Descargas atmosféricas (rayos): los impulsos ocasionados por las descargas atmosféricas directas e inducidas sobre las líneas involucran que en el diseño se contemple el estudio minucioso del comportamiento de los rayos sobre las líneas de transmisión a condiciones de viento mínimo.

2.2.1.5 Herrajes y Accesorios

Existe una gran variedad de herrajes y accesorios que pueden ser usados en las líneas de transmisión. Su selección dependerá principalmente de los siguientes factores:

a. Tipo de aislador seleccionado
b. Calibre del conductor
c. Calibre del hilo de guarda
d. Resistencia Mecánica deseada
e. Los mantenimientos deseados
f. La experiencia obtenida en proyectos de características similares.

Por tal motivo, en el diseño de las líneas, ETESA, normalizó la utilización de los herrajes largos denominados ¨herrajes para el mantenimiento de línea en caliente¨, los cuales poseen una configuración apropiada para realizar dicho mantenimiento.

2.2.1.6 Hilo de Guarda

La finalidad básica de los hilos de guarda de una línea de transmisión es la protección de los conductores contra la incidencia directa de descargas atmosféricas (rayos). Como función secundaria, los hilos de guarda deben servir de retorno para las corrientes de secuencia cero durante la operación normal y, especialmente, durante las fallas fase-tierra. Debido a este último efecto, su influencia se hace sentir de forma tajante, en el dimensionamiento de las mallas de tierra de subestaciones, ya que la parte de corriente de retorno por los hilos de guarda, en el primer vano adyacente a la subestación, aliviará la malla de tierra, resultando en menores tensiones de paso y toque.

De esta forma se observa que la selección de los hilos de guarda es de suma importancia y es por tal motivo que ETESA ha establecido como requisitos mínimos en el diseño de la línea el cumplimiento de ciertos factores como lo son:

a. Un adecuado ángulo de protección entre hilo de guarda y conductor. Con base a la experiencia y a diversos estudios se determinó el ángulo 0° como apropiado.

b. Una adecuada distancia en el vano medio: la distancia que debe existir entre el conductor más alto y el hilo de guarda en el vano medio debe ser tal que no ocurra un flameo entre ambos y que a la vez exista un adecuado acoplamiento.

Finalmente, la decisión de la selección del hilo de guarda estará basada en consideraciones mecánicas más que eléctricas; por lo tanto, un buen hilo de guarda deberá tener una buena resistencia mecánica y ser resistente a la corrosión. Uno de los materiales que reúne estos requisitos es el Acero Revestido de Aluminio, muy comúnmente utilizado en las actuales líneas de transmisión, y denominado Alumoweld (marca registrada de Copperweld).

2.2.1.7 Hilo de guarda OPGW – Optical Power Ground Wire

La nueva tendencia en la selección de un hilo de guarda implica que el mismo, además de cumplir con sus funciones tradicionales, pueda abrir un compás en la búsqueda de nuevos focos que aseguren la confiabilidad y seguridad de la operación del sistema tales como comunicación, datos, tele protección, tele comandos, etc.

Y es por tal motivo que recientemente, ETESA ha incorporado dentro de sus proyectos el hilo de guarda OPGW, el cual, tiene el doble propósito de proveer las características físicas y eléctricas del hilo de guarda convencional y al mismo tiempo proveer las propiedades de transmisión de datos y comunicación a través de la fibra óptica.

2.2.2 Subestaciones

2.2.2.1 Generalidades

Como parte integral del sistema de transmisión, las subestaciones funcionan como un punto de conexión y/o transformación para las líneas de transmisión, los alimentadores de sub-transmisión, las plantas de generación y los transformadores de elevación y reducción.

El diseño de las subestaciones tiene como objetivo brindar confiabilidad, seguridad, flexibilidad al sistema y continuidad en el servicio con el menor costo de inversión satisfaciendo los requerimientos del sistema.

El sistema de transmisión de ETESA consta de trece (14) subestaciones, diez (10) de ellas transformadoras y cinco (4) seccionadoras puras:

S/E Transformadoras y Seccionadoras				S/E Seccionadoras Puras	
230/115/34.5 KV	**115/34.5KV**	**115/4.16KV**	**230/115/13.8 KV**	**115 KV**	**230 KV**
Chorrera	Caldera	Charco Azul	Panamá	Cáceres	Guasquitas
Llano Sánchez	Boquerón 3		Panamá II	Santa Rita	Veladero
Mata de Nance					
Progreso					
Changuinola					

A continuación se detallan los criterios tecnológicos de cada uno de los componentes principales que se consideran en el diseño de las Subestaciones.

2.2.2.2 Ubicación

La ubicación de una subestación estará sujeta a la función para la cual fue diseñada. Es decir, la función de las subestaciones seccionadoras es la de brindar mayor estabilidad al sistema cuando las líneas de transmisión son largas, por lo que no es necesario que estén ubicadas en un radio cerca de los centros de carga, en comparación a las subestaciones transformadoras; sin embargo, ambas deben contar con un terreno de fácil acceso, alto, plano, no muy rocoso y que excluya la posibilidad de inundación.

2.2.2.3 Configuración del Sistema

La selección de la configuración del sistema determina el arreglo eléctrico y físico del equipo electromecánico y de la subestación. Al diseñar subestaciones de transmisión, factores como la confiabilidad, la economía, seguridad y simplicidad del sistema son los que marcarán el patrón a

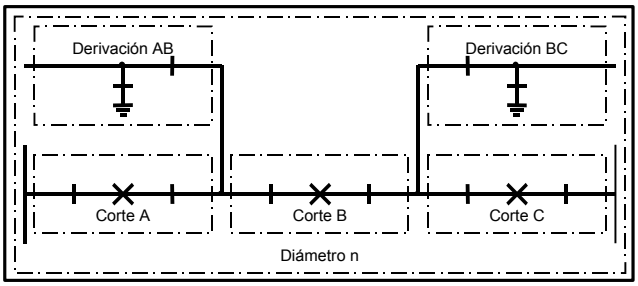
seguir en la designación del esquema adecuado; los cuales, a su vez, estarán ligados con la funcionalidad e importancia de la subestación.

Las subestaciones de ETESA tienen las siguientes configuraciones:

a. Configuración Barra sencilla: es el esquema con el menor costo debido a su simplicidad. Sin embargo, factores como: la imposibilidad de hacer mantenimientos o extensiones de las barras sin desenergizar la subestación, la desenergízación de toda la subestación por fallas producidas en la barra o en los interruptores y su exclusivo uso en lugares donde las cargas puedan ser interrumpidas o tengan otros arreglos alternos de alimentación no brindan confiabilidad al sistema. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación de Charco Azul y el patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez.
b. Configuración Barra Principal y de Transferencia: este tipo de configuración adiciona una barra de transferencia a la configuración barra sencilla, enlazando a ambas a través de un interruptor. Dentro de las ventajas que brinda esta configuración se puede mencionar: un bajo costo inicial, la flexibilidad de brindar mantenimiento a cualquier interruptor y la posibilidad de utilizar equipos de protección en la barra principal. Sin embargo, también existen desventajas que se deben analizar como lo son: el requerimiento de un interruptor extra para ¨amarrar¨ las barras, el proceso complicado de transferir la carga al momento de realizar mantenimientos y la desenergización de la subestación entera debido a fallas producidas en la barra o en los interruptores. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación Cáceres.
c. Configuración Interruptor y Medio: es el esquema más comúnmente utilizado debido a su flexibilidad en la operación, alta confiabilidad, simplicidad, la posibilidad de transferir la carga mediante los interruptores, la posibilidad de realizar mantenimientos en una de las barras en cualquier momento y la continuidad del servicio aún cuando existan fallas en una de las barras. Dentro de las desventajas podemos mencionar la necesidad de un interruptor y medio por circuito, lo cual lo hace más costosa.

La configuración de las subestaciones de ETESA, en su mayoría es en esquema de interruptor y medio, ya que el sistema, desde su concepción a inicios de la década de 1970 fue diseñado y construido de esta manera, tomando en cuenta las características propias del sistema, siendo este longitudinal con líneas muy largas, lo que ameritaba un diseño capaz de brindar un alto grado de confiabilidad y seguridad. Todos los patios de 230, 115 y 34.5 KV de las distintas subestaciones tienen esta configuración, a excepción del patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez y la subestación Charco Azul, las cuales tienen configuración de barra sencilla, y la subestación Cáceres, con configuración de barra principal y transferencia; cabe mencionar que esta fue la primera subestación del sistema, construida a fines de la década de 1960.

Gráfico N° 1: Configuración Interruptor y Medio



2.2.2.4 *Tipos de Interruptores*

Aún cuando la tecnología de gas SF6 fue descubierta en 1900, no fue hasta 1947 cuando se produjo en escalas industriales en los Estados Unidos.

Ésta tecnología ha reemplazado por completo a los interruptores de aceite debido a ciertas ventajas como lo son:

1. Menor posibilidad de contaminación ambiental.
2. Menor peso de los interruptores, lo que resulta en menor costo de las obras civiles
3. Facilidad de transporte
4. Menor tiempo de instalación
5. Más económicos
6. Requerimientos de mantenimientos menores

Adicionalmente, el hexafloruro de azufre cuenta con dos propiedades claves las cuales son:

a. el gas tiene una excelente fuerza dieléctrica.
b. el gas posee una constante de tiempo térmico baja, alta absorción de electrones libres y alta estabilidad química lo que permite mayor capacidad en la extinción de los arcos eléctricos.

Conforme se mejora el diseño de interruptores de SF6 de alta tensión, mayor importancia cobra la rapidez del mecanismo de operación. Dicho mecanismo ha de transformar el interruptor de un perfecto conductor en un perfecto aislador.

En la búsqueda de fiabilidad y simplicidad, ETESA ha implementado el mecanismo de operación por resorte. El principio de almacenamiento de energía, extremadamente fiable, permite que siempre esté disponible la energía suficiente para cerrar el interruptor y con ello tensar el resorte de disparo.

2.2.2.5 *Protecciones*

ETESA utiliza dos tipos de protecciones dependiendo del largo de la línea de transmisión. Para una línea corta representada por un SIR > 4 (Source Impedance Ratio)[77], se utilizan protecciones diferenciales de línea; para las líneas medianas y largas (SIR < 0.5) se utilizan las protecciones de

[77] SIR son las siglas en inglés para Source Impedance Ratio (Relación Fuente Impedancia). Este término indica la tasa de la fuente detrás del relé a la impedancia de la línea

distancia. Como respaldo de las protecciones de distancia y diferencial se utiliza la protección direccional de sobrecorriente de tierra que también sirve de respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes.

Cada línea tiene dos protecciones, una primaria y otra secundaria completamente independientes. Esto es por confiabilidad, ya que si en algún momento una de las protecciones quedara fuera de servicio, la otra continuará funcionando. Son independientes porque están alimentadas por diferentes núcleos del mismo CT (Transformador de Corriente) y PT (Transformador de Voltaje); tienen caminos independientes de disparo, inicio de recierre, envío y recibo de tono y de alarmas y secuencia de eventos.

El recerrador debe programarse para realizar recierres monofásicos. Éste debe bloquearse cada vez que ocurre un disparo tripolar porque por normas de seguridad de operación, ETESA no admite recierre tripolar.

Para asegurar que las fallas a lo largo de la línea sean despejadas simultáneamente se usa el esquema PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip). El PUTT requiere de un canal de comunicación para enviar y recibir el permisivo de disparo. Como respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes se usa el esquema de fallo de interruptor remoto. ETESA tiene dos canales de comunicación por línea. En el caso de las líneas paralelas, éstas comparten ambos canales de comunicación. De esta forma, en cada canal se transmiten cuatro señales:

a. envío/recibo de las protecciones de la línea 1
b. envío/recibo de las protecciones de la línea 2
c. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 1
d. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 2

A partir de la Subestación Panamá II, ETESA ha implementado una nueva tecnología en el área de protecciones, la misma está basada en relevadores con microprocesadores debido a las grandes ventajas que presentan; por ejemplo, la opción de programar las funciones lógicas requeridas, un menor requerimiento de mantenimiento en comparación a los relés electromecánicos, la facilidad de contar con registros de fallas y de eventos, el acceso vía remoto, entre otras.

En el Anexo I-6 de este capítulo se presenta un breve resumen de los aspectos más relevantes y requerimientos técnicos mínimos de las protecciones utilizadas por ETESA en los diseños de líneas de transmisión y subestaciones.

2.2.2.6 Compensaciones

Con el objetivo de analizar la necesidad de la adición de compensación reactiva capacitiva (banco de capacitores) al Sistema Principal de Transmisión, los técnicos de ETESA realizan simulaciones en estado estable (flujos de potencia) para verificar si para las condiciones de demanda máxima los

niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión se encuentran dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se verifica que las unidades generadoras se encuentren proporcionando el reactivo necesario de acuerdo a su curva de capacidad.

Para la condición de demanda mínima, se verifica si es necesario la adición de compensación reactiva inductiva (banco de reactores) de tal forma que absorba el exceso de reactivo producido por las líneas de transmisión durante las horas de valle nocturno, análisis que se logra comprobando primeramente que las unidades generadoras del sistema estén absorbiendo el reactivo de acuerdo a lo especificado en su curva de capacidad de forma tal que se mantengan los niveles de tensión del sistema dentro de los rango permisibles.

2.3 COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN

2.3.1 Líneas

A fin de estimar los costos de los componentes de las líneas de transmisión se tomarán como referencia los costos del listado de precios presentado en las licitaciones adjudicadas realizadas por ETESA más recientemente:

a. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000739 Línea Chagres - Panamá II (230 KV) y Chagres – Santa Rita (115 KV)
b. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-003075 Adición segundo circuito línea Guasquitas – Changuinola 230 KV
c. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000047 Repotenciación línea Panamá – Panamá II 230 KV

Producto de la relación existente entre el tamaño-peso del conductor y los tipos de estructuras, las características del diseño de la línea (circuito sencillo o doble) y del nivel de tensión definido, podemos resumir que las estimaciones de los costos dependerán directamente del tipo de conductor seleccionado, la tensión y del diseño establecido.

La metodología a utilizar por ETESA está basada en la categorización de las líneas dependiendo de lo señalado en el párrafo anterior de forma tal que se evalúen y estimen los costos de la línea paso a paso como si lo necesitáramos construir actualmente, es decir estimar su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

Paso 1: Cálculo de costo unitario del equipamiento básico

Mediante ¨Benchmarketing¨ se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos (Ver Tabla N° 1).

Paso 2: Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Los costos relacionados al montaje y obras civiles se establecen mediante un porcentaje en base a las especificaciones de la línea. Así, en la Tabla N° 2 se clasifican las líneas según la tensión 230KV ó

115KV sin diferenciar si las torres son de circuito sencillo o doble, además que se establece el caso puntual de la línea de circuito sencillo con torres previstas para doble circuito.

Paso 3: Cálculo de Otros Costos

Esta sección involucran los costos asociados a la ingeniería, administración, inspección y diseño de la obra. Para la evaluación de los mismos se ha estipulado la aplicación de los porcentajes establecidos en el Reglamento de Transmisión, Sección IX.1.2. para esos ítem. (Ver Tabla N° 3).

Estos costos unitarios de líneas fueron actualizados al año 2010 tomando en cuenta la variación del acero, aluminio y zinc, de acuerdo a sus costos internacionales. El acero y zinc se actualizó en base al Steel Review, publicación de MEPS, sección World Carbon Steel Price Index, Structural Section and Beams, el aluminio en base a London Metal Exchange y también al Índice de Precios al Consumidor para Bienes y Servicios Diversos en los Distritos de Panamá y San Miguelito.

Tabla N° 1: Costo Unitario de los equipos básicos de líneas de transmisión en B./ Km.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO (Miles de B/.)
1	**Costo de Torres de Acero**	
	Torres de Cto. Sencillo	
	Línea 636 ACSR 115 KV	48.90
	Línea 750 ACAR 230 KV	43.04
	Línea 1200 ACAR 230 KV	57.38
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	65.20
	Línea 636 ACSR 230 KV	72.68
	Línea 750 ACAR 230 KV	57.38
	Línea 1200 ACAR 230 KV	76.51
	Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	95.63
2	**Costo de Aisladores y Herrajes**	
	115 KV	5.16
	230 KV	4.97
	230 KV 2 cond. por fase	9.94
3	**Costo de Conductores**	
	Conductor 636 ACSR	22.95
	Conductor 750 ACAR	25.73
	Conductor 1200 ACAR	31.19
	230 KV 2 cond. por fase	51.45
4	**Costo de Hilo de Guarda y Accesorios**	
	OPGW	10.40
	7No.8	1.67
5	**Costo de Sistema de Puesta a Tierra**	
	115 KV	3.41
	230.00	4.07
	230 KV 2 cond. por fase	4.89

Tabla N° 2: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles

Detalle	Torres para Circuito Sencillo o Doble		Circuito Sencillo con Torres previstas para Doble	
	115 KV	230 KV	115 KV	230 KV
	%			
Montaje	28%	35%	36%	35%
Obras Civiles	11%	21%	14%	21%

Tabla N° 3: Detalle Porcentual de Otros Costos

Detalle	%
Contingencias	10%
Ingeniería	4%
Administración	4%
Diseño	3%
Inspección	3%
Interes Durante Construcción	6%

Tabla N° 4: Costo Unitario de las líneas de transmisión

Costos Unitarios de Líneas B/./km (Miles)	
Líneas	**Plan 2011**
115 KV	
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	166.65
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	213.26
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	244.56
230 KV	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	297.11
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	180.56
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	276.40
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	221.66
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	344.98
Doble Circuito 2 cond. por fase 750 ACAR	500.42
Circuito Sencillo 2 cond. por fase 750 ACAR en torres para doble cto.	374.51
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	231.32
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	310.71
Repotenciación 230 KV Circ. Sencillo	88.50
Repotenciación 230 KV Doble Circuito	172.49

2.3.2 Subestaciones

Con la finalidad de evaluar los costos de componentes de las subestaciones se adoptó una metodología que implica la estimación del costo de los equipos o instalaciones tomados en consideración como si necesitáramos construirlos actualmente, es decir su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

Se establecieron cuatro categorías para los equipos y actividades:

a. Equipos de Costos Unitarios: aquellos equipos que se pueden manejar con cantidades definidas.
b. Equipos de Costos por Lote: aquellos equipos o sistemas que por sus características es difícil establecer una cantidad determinada de elementos, y dependen mucho del diseño de la subestación y condiciones propias del proyecto.

c. Otras Actividades del proyecto
d. Otros Costos asociados al Proyecto

2.3.2.1 Cálculo de Costos de Equipos Unitarios

Adicional al análisis de los costos reales de obras de suministro, montaje y obras civiles para subestaciones adjudicadas en las licitaciones realizadas en los últimos cinco años, ETESA utilizó un proceso denominado ¨benchmarketing¨, el cual involucra un estudio de mercado, para determinar los precios de los componentes de las instalaciones más económicos sin degradar el estándar de calidad de los mismos. A continuación se detallan las licitaciones comprendidas en el estudio y seguidamente se presentan los costos unitarios obtenidos:

- CONTRATO GG-065-2010: reemplazo de interruptores de 115 KV en Subestación Panamá
- LICITACION N°. 2010-2-78-0-08-LP-003075: Ampliación Subestación Changuinola 230 KV y Ampliación Subestación Guasquitas 230 KV
- LICITACION N°. 2010-2-78-0-08-LP-000066: Banco de Capacitores en Subestación Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y en Subestación Panamá 115 KV (120 MVAR)

Tabla No. 5: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones

ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	-	61,000
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	17,539
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	10,356
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733
6	Transformadores 115/230 KV 60/80/100 MVA	-	2,000,000
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	-	115,250
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	78,580
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	23,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	18,000
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,614
16	Pararrayos 192 KV	-	7,000
17	Pararrayos 96 KV	-	4,000
18	CT 230 KV	-	19,000
19	CT 115 KV	-	13,610
20	PT 230 KV	-	17,000
21	PT 115 KV	-	11,000
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 60/80/100 MVA	-	2,700,000
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,150,000
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		605,000
29	Banco de Capacitores 115 kV 20 MVAR	-	155,000
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065
31	Interruptores 34.5 KV	-	43,624
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,930
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468
37	PT 34.5KV	-	6,775
38	CT 34.5 KV	-	6,918

2.3.2.2 *Cálculo de Costos de Equipos tipo Lote*

Dado que las Subestaciones de ETESA se pueden clasificar según su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras[78]. Y que éstas últimas contienen equipos de significativo costo en comparación a las primeras. Es importante evidenciar que la relación de los ítem por lotes aplicada indistintamente a todas las subestaciones de forma generalizada produciría un VNR alejado a los valores estándares.

Por tal motivo, en esta sección se plantea una metodología de cálculo de las relaciones porcentuales de los ítems 0002[79] mostrados en la tabla N° 5 para cada uno de estos grupos.

Cabe resaltar que para el cálculo de las subestaciones con equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Panamá II, Veladero y la ampliación de Llano Sánchez II, mientras que para el cálculo de las subestaciones sin equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Guasquitas y Santa Rita obteniendo como resultado las siguientes relaciones:

Tabla No. 6: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote

Detalle	%
Sistema de puesta a tierra	8.50
Servicios auxiliares	17.00
Herrajes, Estructuras y Soportes	50.00
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	64.00
Equipo de Comunicaciones	16.00
Cables, conductores, ductos, etc.	14.00

Nota: sobre total de los costos unitarios.

2.3.2.3 *Cálculo de Montaje y Obras Civiles*

Para el cálculo de los ítem 0003[80] se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre licitaciones bajo el mismo criterio utilizado durante la sección anterior, obteniéndose como resultado una relación porcentual que representará el porcentaje de montaje y obras civiles con respecto al suministro.

[3] Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto-transformadores y Transformadores de potencia.

[79] Costos referentes a Sistemas de puesta a tierra, servicios auxiliares, herrajes, estructuras y soportes, equipos de protección, control y monitoreo, equipos de comunicaciones, cables, conductores y ductos.

[80] Costos referentes a montajes y obras civiles

Tabla No.7: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles

Detalle	%
Montaje	7.25
Obras Civiles Generales	24.0

Nota: sobre el total del suministro.

2.3.2.4 Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems 0004[81] se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

Tabla No.8: Relación porcentual de Otros Costos

Detalle	%
Contingencias	5.00
Diseño	3.00
Ingeniería	4.00
Administración	4.00
Inspección	3.00
IDC	6.00
EIA	0.19

Nota: sobre total del costo base.

2.3.2.5 Cálculo de Costos de Terreno

Los costos para los terrenos de cada Subestación, se obtuvieron de la información presentada en el Estudio de Actualización de Activos 2003.

2.3.2.6 Cálculo del VNR para las Subestaciones

[81] Costos referentes a contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección e intereses durante construcción

Para el cálculo del VNR para las subestaciones se estableció la siguiente metodología:

Paso 1: Obtención del Subtotal de equipos de costos unitarios

El *Subtotal de equipos de costos unitarios* se obtiene a partir de una suma-producto de todas las cantidades de los equipos por subestación ya definidas con los costos unitarios de dichos equipos.

Paso 2: Obtención del Subtotal de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación

El *Subtotal de equipos de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación* se obtiene a partir de la resta del valor obtenido en el paso 1 y el monto de los equipos de transformación.

Paso 3: Subtotal Suministros

El *Subtotal Suministros* se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.2. al Subtotal obtenido en el paso 2, de esta forma estaremos determinando el valor de los equipos por lote. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los equipos por lote y el Subtotal obtenido en el paso 1.

Paso 4: Total Costo Base

El *Total del Costo Base* se obtiene a al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.3. al Subtotal obtenido en el paso 3, de esta forma estaremos determinando el valor de los montajes y obras civiles. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los montajes y obras civiles y el Subtotal obtenido en el paso 3.

Paso 5: Costo Total o VNR

El *Costo Total o VNR* se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.4. al Subtotal obtenido en el paso 4, de esta forma estaremos determinando el valor de los otros costos (contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección, intereses durante construcción). Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los otros costos y el Subtotal obtenido en el paso 4.

Tabla No.9: Costo Unitario de Subestaciones

Costos Unitarios de Subestaciones B/.	
	Plan 2011
Adición 1 int. 115 KV	1,074,319
Adición 2 int. 115 KV	1,843,378
Adición 3 int. 115 KV	2,907,310
Adición 1 int. 230 KV	1,579,837
Adición 2 int. 230 KV	2,743,062
Adición 3 int. 230 KV	4,322,899

En el Anexo I-6 se presenta el detalle de los costos de líneas de transmisión y subestaciones, así como los criterios básicos para la selección óptima de conductores y requerimientos de protecciones de líneas y subestaciones.

Capítulo 3: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo

Se realizaron los análisis del sistema de transmisión de corto plazo, años 2011 – 2014 para los tres (3) escenarios de generación obtenidos en el Plan Indicativo de Generación. Los escenarios REGMHTCB10, REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10 son prácticamente iguales en este periodo, por lo que los resultados que se presentan a continuación son para todos los escenarios. Se considera en estos análisis los proyectos que deben entrar en operación en el corto plazo. De igual forma se consideran las bases de datos actualizadas de los sistemas eléctricos de los países del Mercado Eléctrico Regional (MER).

3.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2011

3.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2011, se considera el sistema actual, considerando la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2011	C. H. Lorena	33.8
2011	C. H. Changuinola 1	222.46
2011	C. H. Prudencia	56.0
2011	C. H. Pedregalito	20.0
2011	C. H. Baitún	88.7
2011	C. Eólica 1	80.0
	TOTAL	**500.96**

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- Subestación Concepción 230/34.5 KV
- Adición del T3 en S/E Chorrera. 230/115/34.5 KV, 50/50/50 MVA.
- Adición del T3 en S/E Llano Sánchez 230/115/34.5 KV, 70/60/30 MVA.
- Repotenciación de la línea Panamá – Panamá II.

3.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

3.1.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los resultados para el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima mostrados en el Anexo I-8. Como se puede observar, el nivel de tensión se encuentra dentro de los límites permitidos y no existen sobrecargas, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

3.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2011, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Mata de Nance – Concepción, Mata de Nance – Veladero, Panamá – Panamá II, Llano Sánchez – Panamá II, Panamá – Cemento Panamá (115 KV), Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Caldera (115 KV), los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV del sistema se presentan en el Anexo I-8, en el que se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

3.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo I-8 estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo I-9 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

3.1.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.

3.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2012

3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2012, se considera el sistema del año anterior, el 2011, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos y eólicos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2012	C. H. Cochea	12.5
2012	C. H. San Bartolo	15.25
2012	C. H. Las Perlas Norte	10.0
2012	C. H. Las Perlas Sur	10.0
2012	C. H. Mendre 2	8.0
	TOTAL	**55.75**

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- Banco de Capacitores de 120 MVAR en Panamá II y 90 MVAR en Llano Sánchez
- Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV.
- Refuerzo Santa Rita – Panamá II.
- Repotenciación de las líneas Guasquitas – Veladero - Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (líneas 230-12,13,14,15,16,17).
- Adición del transformador T4 230/115 KV S/E Panamá.
- Subestación Las Guías.

3.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

3.2.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los niveles de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como para demanda mínima, como se puede observar en el Anexo I-8. Como se puede observar, los niveles de tensión en

las diferentes barras del sistema se encuentran dentro de los límites permitidos, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

3.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2012, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Mata de Nance – Veladero, Guasquitas – Veladero, Llano Sánchez – Panamá II, Panamá – Panamá II y Mata de Nance – Caldera en 115, puesto que estas contingencias son consideradas las más críticas del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo I-8, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

3.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo I-8 estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo I-9 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

3.2.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.

3.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2013

3.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2013, se considera el sistema del año anterior, el 2012, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2013	C. H. Bonyic	31.3
2013	C. H. Monte Lirio	51.6
2013	C. H. Pando	32.6
2013	C. H. El Alto	68.0
2013	C. H. Caldera	4.0
2013	C. H. Las Cruces	9.2
2013	C. H. Los Estrechos	10.0
2013	C. H. La Laguna	9.3
2013	C. H. RP-490	9.95
2013	C. H. Bajo Frio	56.0
2013	C. H. Tizingal	4.64
2013	C. H. Barro Blanco	28.84
	Total	**315.4**

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- Repotenciación de líneas Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA.
- Repotenciación de líneas Mata de Nance – Progreso – Frontera mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA.
- S/E San Bartolo.

3.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

3.3.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los niveles de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como para demanda mínima, como se puede observar en el Anexo I-8. Como se puede observar, los niveles de tensión en las diferentes barras del sistema se encuentran dentro de los límites permitidos, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

3.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2013, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Mata de Nance – Veladero, Panamá – Panamá II, Mata de Nance – Concepción, Llano Sánchez – Panamá II, Mata de Nance – Caldera (115 KV) y San Bartolo - Llano Sánchez, puesto que estas contingencias son consideradas las más críticas del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo I-8, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

3.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo I-8 estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo I-9 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

3.3.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.

3.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2014

3.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2014, se considera el sistema del año anterior, el 2013, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2014	C.H. San Lorenzo	8.12
2014	C.H. Potrerillo	4.17
	TOTAL	**12.29**

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- Incorporación de un Sistema de Compensación Reactiva, SVC[82] por sus siglas en inglés, de capacidad de 300 MVAR conectado en 230 KV de la Subestación Llano Sánchez. Se adicionan al dispositivo los 90 MVAR que ya se tienen instalados en la Subestación.

3.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

3.4.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los niveles de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como para demanda mínima, como se puede observar en el Anexo I-8. Como se puede observar, los niveles de tensión en las diferentes barras del sistema se encuentran dentro de los límites permitidos, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

[82] Static VAR Compensation, SVC.

3.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2014, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Mata de Nance – Concepción, Caisán – Veladero, Antón – Panamá II, Llano Sánchez – Panamá II, Veladero – Llano Sánchez y Panamá – Cáceres (115 KV), puesto que estas contingencias son consideradas las más críticas del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo I-8, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

3.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo I-8 estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo I-9 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

3.4.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.

3.5 NIVELES DE CORTOCIRCUITO

En el Anexo I-8 se presentan los niveles de cortocircuito, tanto trifásico como monofásico, en las distintas barras de 230 y 115 KV de ETESA. A continuación, se presenta una tabla con la capacidad interruptiva de los interruptores de las diferentes subestaciones de ETESA, para los distintos niveles de tensión.

INTERRUPTORES DE POTENCIA				
CAPACIDAD INTERRUPTIVA EN KA				
SUBESTACIONES	NIVEL DE VOLTAJE EN KV			
	230	115	34.5	13.8
PANAMÁ	40	31.5		23
PANAMÁ II	31.5	20		40
CÁCERES		40		
SANTA RITA		40		
CHORRERA	40		25	
LLANO SÁNCHEZ	31.5	40	25	
LLANO SÁNCHEZ (AMPLIACIÓN)	40			
VELADERO	40			
GUASQUITAS	40			
MATA DE NANCE	40	25	40	
CALDERA		25	20	
PROGRESO	31.5	40	12	
CHARCO AZUL		30		
CHANGUINOLA	31.5		20	
BOQUERÓN III	31.5		20	

Como se puede observar comparando este cuadro con los niveles de falla del Anexo I-8, la capacidad interruptiva en las subestaciones de ETESA es superior a los niveles de falla en estas.

Tomo II
Anexo 1

Salidas del Caso REGMHTCB11: Medio Hidrotérmico con Carbón

Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Caso REGMHTCB11

CAPACIDAD FIRME (MW) - HIDROTERMICO CONSIDERANDO CARBON/DEM.MEDIA

Caso REGMHTCB11	Capacidad Instalada	Fact. Disp. o Pot. Firme	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia Firme Instalada			1,357.64	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31
ENEL FORTUNA	**300.00**		**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**
Fortuna	300.00	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02
AES PANAMA	**481.96**		**193.88**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**
Bayano	260.00	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
La Estrella	47.20	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
Los Valles	54.76	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
Estí	120.00	112.67	0	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
ISTMUS HYDROPOWER, S.A.	**10.00**		**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**
Concepcion	10.00	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
CALDERA ENERGY CORP.	**20.00**		**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**
Mendre	20.00	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Hidro Boqueron S.A	**3.43**		**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**
Macano	3.43	0.9	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Paso Ancho Hydro Power	**6.78**		**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**
Paso Ancho	6.78	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30
Hidro Candela	**0.54**		**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**
Candela	0.54	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
ESEPSA	**22.07**		**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**
La Yeguada	6.60	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Macho de Monte	2.50	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Dolega	3.12	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Los Algarrobos	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
HIDRO PMA	**4.30**		**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**
Anton I	1.40	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Anton II	1.40	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Anton II	1.50	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMA (ACP)	**175.00**		**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**
ACP	175.00	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28
BLM CORP.	**280.00**		**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**
Bahia las Minas 2	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas 3	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas 4	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas Carbón	120.00	108.00	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
Ciclo Combinado BLM	160.00	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97
TURBINAS DE GAS PANAMA (EGESA)	**142.80**		**135**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Cerro Azul	60.00	60.00	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charco Azul	40.00	40.00	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turb. Gas 1	21.40	18.00	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turb. Gas 2	21.40	17.00	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPESA	**46.50**		**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Copesa	46.50	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAN-AM GENERATING	**96.00**		**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**
Pan_Am	96.00	96.00	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Pedregal Power Company	**55.40**		**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**
Pacora	55.40	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50
ESEPSA	**10.00**		**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**
Capita	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50
Chitre	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
TERMICA DEL CARIBE, S.A.	**50.40**		**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**
El Giral	50.40	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56
GENERADORA DEL ATLANTICO, S.A.	**150.00**		**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**
T. Colon	150.00	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64
GDF SUEZ ENERGY	**87.00**		**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**
T. Cativa	87.00	77.00	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77

Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Caso REGMHTCB11 (Continuación)

Caso REGMHTCB11	Capacidad	Pot. Firme	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PROYECTOS HIDROELECTRICOS (FUTUROS)	1286.12		286	349	485	527	538	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Lorena	33.80	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Los Planetas 1	4.50	0.91	0.00	0.00	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Pedregalito	20.00	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25
Bajo de Mina	56.00	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Chan I	222.46	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33
Pedregalito 2	13.00	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22
Prudencia	56.00	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
El Fraile	5.47	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Baitún	88.70	31.09		31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
La Huaca	5.05	0.17		0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Las Perlas Norte	10.00	2.46		2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Gualaca	25.20	23.04		23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Las Perlas Sur	10.00	2.46		2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Mendre II	8.00	1.56		1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
Cochea	12.50	2.20		2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20
Bajo de Totuma	5.00	1.50			1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Caldera	4.00	1.20			1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
RP-490	9.95	2.98			2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98
Bajo Frio	56.00	16.51			16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51
Monte Lirio	51.60	32.38			32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Pando	32.00	25.13			25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Tizingal	4.64	2.55			2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
El Sindigo	10.00	3.00			3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
San Andres	9.00	2.54			2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Reminio Rojas	8.60	2.58			2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58
Bonyic	31.30	22.22			22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
El Alto	68.00	22.14			22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Cañazas	5.94	0.68				0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
La Laguna	9.30	2.79				2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79
Las Cruces	9.17	2.75				2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75
Los Estrechos	10.00	3.00				3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Ojo de Agua	6.46	1.94				1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
San Bartolo	15.25	4.57				4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57
SM 82	25.60	7.68				7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68
Los Planetas 2	3.73	1.12				1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12
San Lorenzo	8.40	1.33				1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
Burica	50.00	15.00				15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
Potrerillo	4.17	1.25				1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
Barro Blanco	28.84	10.92					10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92
Tabasará II	34.50	11.90						11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90
Chan II	214.00	150.38						150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38

PROYECTOS TERMOELECTRICOS (FUTUROS)	1000.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	212.50	212.50	425.00	425.00	637.50	850.00	850.00	850.00
CB250a	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213	213	213	213	213
CB250b	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213	213	213
CB250c	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213
CB250d	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213

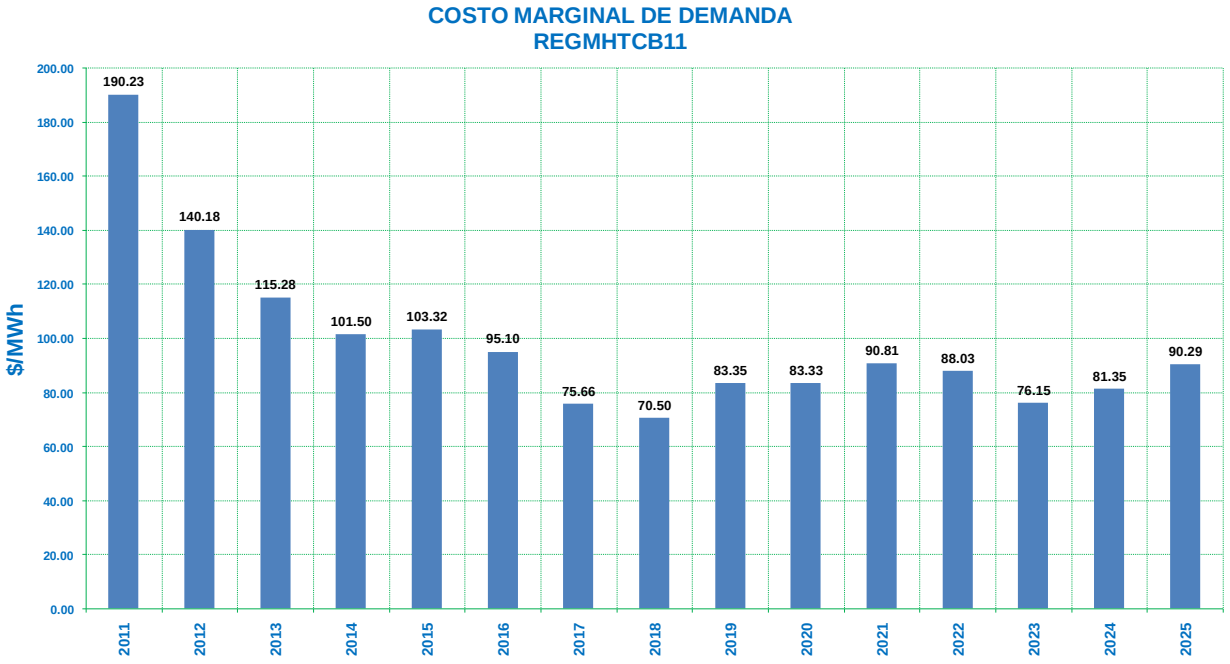
PROYECTOS EOLICOS (FUTUROS)	390.00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico I	150.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico II	40.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico III	80.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico IV	120.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

POTENCIA FIRME	1644	1684	1820	1862	1873	2035	2035	2248	2248	2460	2460	2673	2885	2885	2885
Demanda Máxima de Generación	1257	1324	1406	1494	1585	1678	1775	1890	1982	2102	2212	2327	2450	2589	2730
BALANCE	387	361	414	368	288	358	260	368	266	359	249	346	435	296	156
RESERVA	30.81%	27.26%	29.46%	24.64%	18.20%	21.32%	14.66%	19.55%	13.41%	17.07%	11.24%	14.87%	17.75%	11.45%	5.70%

CUADRO N° A1.2: Costos Marginales del Caso REGMHTCB11

COSTO MARGINAL DE DEMANDA
$/MWh

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2011	186.39	189.45	237.41	205.63	206.41	204.54	194.44	189.73	175.42	173.32	159.19	160.78	190.23
2012	179.80	196.41	208.03	213.08	207.89	159.82	120.76	103.36	70.31	67.99	72.02	82.74	140.18
2013	101.05	137.60	182.25	210.66	183.97	133.34	103.81	82.02	51.85	57.53	65.24	74.06	115.28
2014	92.45	121.49	173.40	212.00	192.94	89.79	73.71	62.47	51.85	40.98	43.80	63.13	101.50
2015	90.42	118.82	181.38	206.75	178.93	85.08	71.30	68.51	46.40	46.83	64.39	81.07	103.32
2016	99.90	121.67	173.11	224.12	178.90	83.27	57.21	50.33	34.31	30.63	35.44	52.27	95.10
2017	75.48	95.83	126.42	188.45	156.38	62.67	55.55	41.06	17.81	16.38	21.76	50.18	75.66
2018	68.25	79.29	94.78	139.38	108.11	70.31	60.46	53.41	35.04	38.35	36.59	62.06	70.50
2019	76.39	88.08	110.48	159.27	134.08	73.47	67.49	66.64	56.99	54.19	46.22	66.96	83.35
2020	71.63	80.93	112.46	149.88	112.53	72.64	71.03	72.81	65.58	63.45	62.29	64.72	83.33
2021	77.03	84.95	116.91	163.68	130.92	82.41	77.69	80.08	69.21	66.66	67.56	72.60	90.81
2022	73.86	85.31	110.98	160.88	120.28	76.32	75.18	76.37	70.36	68.31	66.68	71.78	88.03
2023	72.98	75.52	86.85	103.20	83.98	74.64	73.97	73.97	69.58	67.46	61.09	70.62	76.15
2024	74.77	79.73	96.16	106.94	94.42	76.80	77.36	77.77	74.76	73.22	70.60	73.70	81.35
2025	79.16	87.86	113.67	135.75	110.41	83.50	81.25	83.77	77.86	77.43	74.82	78.03	90.29
Prom	94.64	109.53	141.62	171.98	146.68	95.24	84.08	78.82	64.49	62.85	63.18	74.98	



CUADRO N° A1.3: Informe Final de Generación del Caso REGMHTCB11

REGMHTCB11

Informe Final de Generación

(GWH)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PA_Fortuna	1653	1508	1570	1577	1510	1496	1602	1535	1380	1499	1582	1420	1598	1465	1537
PA_Bayano	643	765	617	584	518	647	677	476	600	595	677	674	667	689	626
PA_Esti	0	493	758	742	736	745	747	737	720	742	756	750	762	754	755
PA_Valles	316	323	323	315	318	316	316	314	314	316	312	315	321	320	318
PA_Estrella	265	266	266	260	263	259	258	259	259	260	257	259	265	263	265
PA_Mendre	100	113	113	111	111	111	109	110	110	111	111	112	113	114	111
PA_Concepcio	58	46	62	61	61	61	61	60	61	61	61	61	61	61	61
PA_Algarrobo	43	44	43	43	43	42	43	43	42	43	43	43	43	44	42
PA_PasoAncho	40	40	40	39	39	39	39	39	38	39	39	39	39	39	39
PA_Yeguada	24	24	24	24	24	23	24	24	24	24	24	23	24	24	24
PA_Macano	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
PA_Dolega	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PA_Mmonte	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
PA_AntonI	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_AntonII	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_AntonIII	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_Lorena	195	252	250	250	250	250	251	249	250	250	250	249	251	249	249
PA_Planetas1	22	25	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
PA_Pedregal	89	104	104	103	105	103	104	104	103	104	104	103	105	105	104
PA_Bjo Mina	116	221	220	220	218	219	219	219	219	219	220	220	220	220	219
PA_Chan I	463	1075	1067	1040	1083	1093	1581	1588	1579	1595	1601	1597	1621	1606	1618
PA_MinChan I	34	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
PA_Pedreg2	31	69	70	68	70	69	70	69	69	69	69	69	70	70	69
PA_Prudencia	81	294	290	289	289	282	289	285	285	286	285	284	292	289	291
PA_El Fraile	3	29	29	28	28	28	29	28	28	28	28	28	29	29	28
PA_Baitun	0	387	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462
PA_LaHuaca	0	25	29	29	29	28	29	28	29	29	29	28	29	29	28
PA_Perlas N	0	50	62	62	61	61	62	61	61	62	61	61	62	62	61
PA_Gualaca	0	116	188	188	188	188	188	186	185	188	188	187	190	188	186
PA_Perlas S	0	45	62	62	61	61	62	61	61	62	61	61	62	62	61
PA_Mendre2	0	39	56	56	56	56	56	56	55	55	56	56	56	57	55
PA_Cochea	0	18	98	97	97	97	97	97	97	97	97	97	98	98	97
PA_B.Totuma	0	0	33	33	33	33	33	33	32	33	33	33	33	33	33
PA_Caldera	0	0	19	19	19	18	18	19	19	19	19	19	19	19	19
PA_RP490	0	0	53	55	56	56	56	55	55	56	56	55	56	56	55
PA_Bajofrio	0	0	222	258	262	254	259	256	258	254	258	257	259	253	261
PA_Pando	0	0	154	212	211	212	211	210	209	211	210	211	214	211	212
PA_Mon Lirio	0	0	191	225	226	226	227	224	224	225	222	223	227	225	228
PA_Tizingal	0	0	21	33	33	33	33	33	33	33	33	33	34	33	33
PA_Sindigo	0	0	36	56	56	57	56	56	56	57	56	57	57	58	55
PA_SanAndres	0	0	25	41	41	41	42	40	41	41	40	41	42	42	42
PA_RemigioR.	0	0	15	45	45	46	46	45	45	46	45	45	46	46	45
PA_Bonyic	0	0	16	173	181	177	177	175	173	174	174	173	176	175	177
PA_El Alto	0	0	25	315	315	315	316	312	312	317	312	310	322	320	318
PA_Cañazas	0	0	0	31	31	31	31	30	31	31	31	31	31	31	31
PA_Laguna	0	0	0	49	49	49	50	48	49	49	48	49	50	50	49
PA_LasCruces	0	0	0	48	48	47	49	47	48	48	48	48	48	48	48
PA_Estrechos	0	0	0	42	42	41	42	41	41	42	41	42	43	42	42
PA_Bartolo	0	0	0	79	79	78	79	77	78	78	78	79	80	79	79
PA_OjodeAgua	0	0	0	36	36	36	37	35	35	36	36	36	37	37	36
PA_SM 82	0	0	0	88	101	99	101	97	97	100	98	100	103	102	102
PA_Planetas2	0	0	0	10	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
PA_Slorenzo	0	0	0	26	45	45	45	44	45	45	44	45	45	45	45
PA_Burica	0	0	0	27	285	285	286	283	283	289	284	283	286	289	285
PA_Potrerill	0	0	0	2	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
PA_B. Blanco	0	0	0	0	105	102	99	102	103	104	103	104	105	105	104
PA_Tab II	0	0	0	0	0	173	203	201	202	205	204	201	204	203	204
PA_Chan II	0	0	0	0	0	51	1072	1073	1076	1086	1121	1048	1114	1101	1107
BUNKER	1618	525	172	140	123	93	36	3	10	8	17	6	0	0	1
DIESEL L.	103	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARBON	623	797	656	442	516	414	306	1436	1666	2993	3330	4298	5081	6062	6460
GAS NAT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP1	527	232	490	349	325	318	218	107	159	132	164	134	30	56	130
ACP2	324	128	282	209	191	180	120	49	78	61	81	69	5	15	67
ACP3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP4	281	86	189	149	136	132	77	18	28	25	46	38	1	2	29
EOLICO	0	0	636	635	630	628	593	633	636	639	642	644	642	645	644
Total Hidro	4257	6535	7805	8805	9154	9474	11172	10857	10811	11005	11202	10955	11305	11137	11153
Total Term.	3477	1767	2425	1925	1921	1766	1350	2246	2576	3858	4280	5189	5758	6780	7331
Total Gener	7734	8302	10229	10730	11075	11240	12522	13103	13387	14864	15482	16144	17064	17917	18484
Import.	143	383	88	90	131	200	126	98	186	57	76	73	138	124	201
Export.	59	554	1663	1613	1410	1037	1611	1479	1183	1752	1664	1567	1737	1663	1377
Perdidas	4	11	3	3	4	6	4	3	6	2	2	2	4	4	6
Demanda	7813	8119	8652	9203	9791	10397	11033	11719	12385	13167	13891	14648	15460	16374	17302
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tomo II
Anexo 2

Salidas del Caso REGMHTCBEO11:
Medio Hidrotérmico con Carbón y Eólico

Cuadro N° A2.1: Capacidad Firme Caso REGMHTCBEO11

CAPACIDAD FIRME (MW) - HIDROTERMICO CONSIDERANDO CARBON Y ENERGÍA EÓLICA/DEM.MEDIA

Caso REGMHTCBEO11	Capacidad Instalada	Fact. Disp. o Pot. Firme	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia Firme Instalada			1,357.64	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31
ENEL FORTUNA	300.00		284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02
Fortuna	300.00	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02
AES PANAMA	481.96		193.88	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55
Bayano	260.00	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
La Estrella	47.20	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
Los Valles	54.76	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
Estí	120.00	112.67	0	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
ISTMUS HYDROPOWER, S.A.	10.00		2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
Concepcion	10.00	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
CALDERA ENERGY CORP.	20.00		3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Mendre	20.00	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Hidro Boqueron S.A	3.43		0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Macano	3.43	0.9	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Paso Ancho Hydro Power	6.78		4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30
Paso Ancho	6.78	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30
Hidro Candela	0.54		0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Candela	0.54	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
ESEPSA	22.07		7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31
La Yeguada	6.60	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Macho de Monte	2.50	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Dolega	3.12	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Los Algarrobos	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
HIDRO PMA	4.30		0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
Anton I	1.40	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Anton II	1.40	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Anton II	1.50	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMA (ACP)	175.00		148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28
ACP	175.00	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28
BLM CORP.	280.00		197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97
Bahia las Minas 2	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas 3	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas 4	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas Carbón	120.00	108.00	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
Ciclo Combinado BLM	160.00	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97
TURBINAS DE GAS PANAMA (EGESA)	142.80		135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Azul	60.00	60.00	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charco Azul	40.00	40.00	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turb. Gas 1	21.40	18.00	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turb. Gas 2	21.40	17.00	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPESA	46.50		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Copesa	46.50	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAN-AM GENERATING	96.00		96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Pan_Am	96.00	96.00	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Pedregal Power Company	55.40		53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50
Pacora	55.40	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50
ESEPSA	10.00		10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Capita	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50
Chitre	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
TERMICA DEL CARIBE, S.A.	50.40		36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56
El Giral	50.40	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56
GENERADORA DEL ATLANTICO, S.A.	150.00		105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64
T. Colon	150.00	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64
GDF SUEZ ENERGY	87.00		77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
T. Cativa	87.00	77.00	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77

Cuadro N° A2.1: Capacidad Firme Caso REGMHTCBEO11 (Continuación)

Caso REGMHTCBEO11	Capacidad	Pot. Firme	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PROYECTOS HIDROELECTRICOS (FUTUROS)	1286.12		286	349	485	527	538	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Lorena	33.80	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Los Planetas 1	4.50	0.91	0.00	0.00	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Pedregalito	20.00	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25
Bajo de Mina	56.00	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Chan I	222.46	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33
Pedregalito 2	13.00	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22
Prudencia	56.00	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
El Fraile	5.47	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Baitún	88.70	31.09		31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
La Huaca	5.05	0.17		0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Las Perlas Norte	10.00	2.46		2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Gualaca	25.20	23.04		23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Las Perlas Sur	10.00	2.46		2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Mendre II	8.00	1.56		1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
Cochea	12.50	2.20		2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20
Bajo de Totuma	5.00	1.50			1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Caldera	4.00	1.20			1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
RP-490	9.95	2.98			2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98
Bajo Frio	56.00	16.51			16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51
Monte Lirio	51.60	32.38			32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Pando	32.00	25.13			25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Tizingal	4.64	2.55			2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
El Sindigo	10.00	3.00			3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
San Andres	9.00	2.54			2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Reminio Rojas	8.60	2.58			2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58
Bonyic	31.30	22.22			22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
El Alto	68.00	22.14			22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Cañazas	5.94	0.68				0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
La Laguna	9.30	2.79				2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79
Las Cruces	9.17	2.75				2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75
Los Estrechos	10.00	3.00				3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Ojo de Agua	6.46	1.94				1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
San Bartolo	15.25	4.57				4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57
SM 82	25.60	7.68				7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68
Los Planetas 2	3.73	1.12				1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12
San Lorenzo	8.40	1.33				1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
Burica	50.00	15.00				15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
Potrerillo	4.17	1.25				1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
Barro Blanco	28.84	10.92					10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92
Tabasará II	34.50	11.90						11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90
Chan II	214.00	150.38						150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38

PROYECTOS TERMOELECTRICOS (FUTUROS)	1000.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	212.50	212.50	425.00	425.00	637.50	850.00	850.00	850.00
CB250a	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213	213	213	213	213
CB250b	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213	213	213
CB250c	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213
CB250d	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213

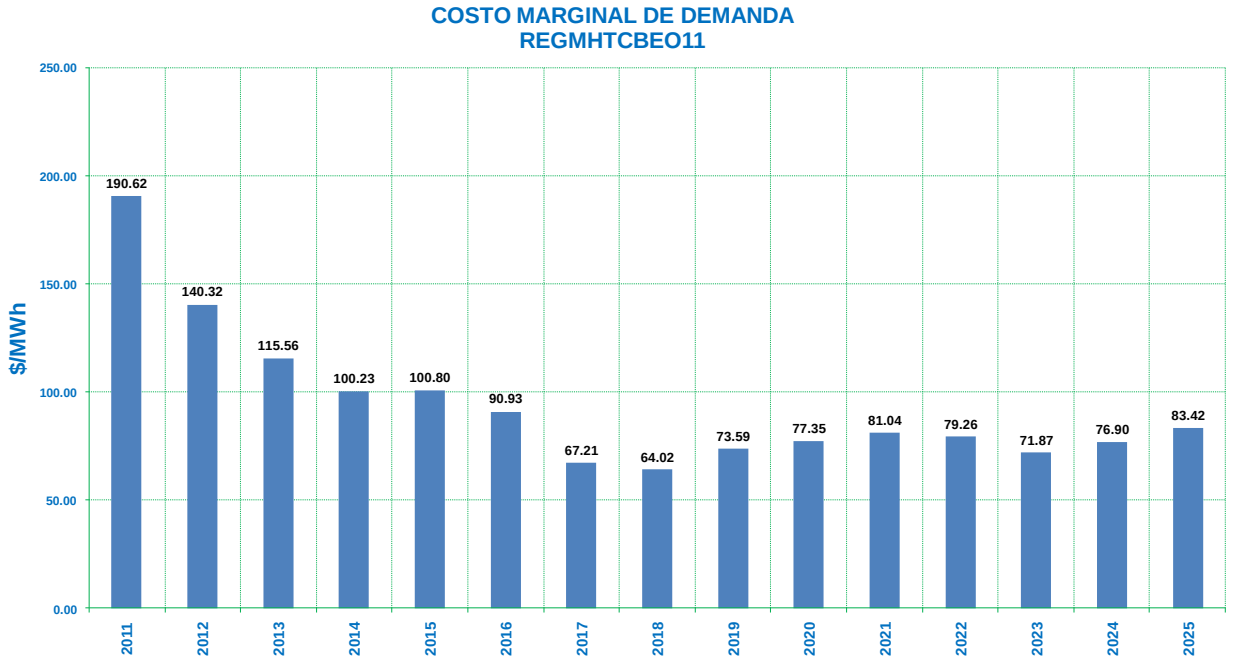
PROYECTOS EOLICOS (FUTUROS)	390.00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico I	150.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico II	40.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico III	80.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico IV	120.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

POTENCIA FIRME			1644	1684	1820	1862	1873	2035	2035	2248	2248	2460	2460	2673	2885	2885	2885
Demanda Máxima de Generación			1257	1324	1406	1494	1585	1678	1775	1880	1982	2102	2212	2327	2450	2589	2730
BALANCE			387	361	414	368	288	358	260	368	266	359	249	346	435	296	156
RESERVA			30.81%	27.26%	29.46%	24.64%	18.20%	21.32%	14.66%	19.55%	13.41%	17.07%	11.24%	14.87%	17.75%	11.45%	5.70%

CUADRO N° A2.2: Costos Marginales del Caso REGMHTCBEO11

COSTO MARGINAL DE DEMANDA
$/MWh

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2011	186.12	189.21	240.36	206.10	206.69	202.03	195.23	191.27	175.98	173.97	161.01	159.44	190.62
2012	181.38	196.81	208.42	212.64	207.69	159.83	120.98	102.78	69.76	67.80	72.65	83.09	140.32
2013	101.49	136.51	182.35	212.14	183.53	132.70	104.04	82.14	52.29	57.96	66.12	75.40	115.56
2014	94.65	124.36	170.64	210.54	192.82	89.50	73.79	62.66	49.74	39.10	38.15	56.81	100.23
2015	83.72	113.58	186.99	208.45	178.48	84.11	69.30	67.30	42.87	41.79	56.52	76.46	100.80
2016	95.92	119.37	167.84	220.70	176.12	81.73	54.07	47.25	30.94	26.34	32.01	38.84	90.93
2017	57.36	81.51	134.30	180.26	153.77	54.49	46.85	37.54	11.12	6.74	13.39	29.17	67.21
2018	56.87	74.04	97.12	133.84	101.02	67.68	56.49	48.03	30.16	29.70	28.76	44.58	64.02
2019	63.76	80.49	109.79	156.45	120.59	68.82	59.67	57.33	40.72	35.87	35.51	54.03	73.59
2020	66.61	74.70	104.03	144.96	101.03	69.63	66.82	68.57	60.12	58.89	55.69	57.13	77.35
2021	71.21	75.73	95.51	139.07	108.08	76.69	72.78	74.30	65.53	62.38	63.23	67.94	81.04
2022	72.01	75.44	92.56	123.87	102.43	74.76	73.19	74.31	68.02	66.14	59.40	68.96	79.26
2023	71.90	73.18	75.88	86.14	78.49	73.78	72.86	72.70	66.96	64.74	57.14	68.71	71.87
2024	73.56	75.15	85.06	90.79	86.97	75.99	75.90	76.81	73.72	70.30	67.60	70.99	76.90
2025	74.96	78.95	100.16	112.03	96.94	80.55	78.87	81.99	77.14	75.29	71.30	72.87	83.42
Prom	90.10	104.60	136.73	162.53	139.64	92.82	81.39	76.33	61.00	58.47	58.57	68.29	



CUADRO N° A2.3: Informe Final de Generación del Caso REGMHTCBEO11

REGMHTCBEO11

Informe Final de Generación

(GWH)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PA_Fortuna	1661	1502	1561	1628	1500	1536	1543	1568	1404	1495	1590	1357	1581	1455	1552
PA_Bayano	636	769	615	601	510	698	562	614	525	520	635	630	730	707	659
PA_Esti	0	493	758	748	733	743	736	735	719	731	741	735	758	761	763
PA_Valles	316	323	323	315	319	316	316	314	314	316	312	315	321	320	318
PA_Estrella	265	266	266	261	264	259	257	259	259	260	257	259	265	263	265
PA_Mendre	100	113	113	111	111	111	108	110	110	111	111	112	113	114	111
PA_Concepcio	58	46	62	61	61	61	61	60	61	61	61	61	61	61	61
PA_Algarrobo	43	44	43	43	43	42	43	43	42	43	43	43	43	44	42
PA_PasoAncho	40	40	40	39	39	39	39	39	38	39	39	39	39	39	39
PA_Yeguada	24	24	24	24	24	23	24	24	24	24	24	23	24	24	24
PA_Macano	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
PA_Dolega	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PA_Mmonte	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
PA_AntonI	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_AntonII	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_AntonIII	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_Lorena	196	252	250	250	250	250	250	249	248	248	250	249	251	250	249
PA_Planetas1	22	25	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
PA_Pedregal	89	104	104	103	105	103	104	104	103	104	104	103	105	105	104
PA_Bjo Mina	116	221	220	220	219	219	219	219	219	220	221	220	221	221	220
PA_Chan I	463	1075	1067	1040	1083	1094	1574	1599	1566	1595	1597	1595	1618	1603	1619
PA_MinChan I	34	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
PA_Pedreg2	31	69	70	68	70	69	70	69	69	69	69	69	70	70	69
PA_Prudencia	81	294	290	289	289	282	289	285	285	286	285	284	292	289	291
PA_El Fraile	3	29	29	28	28	28	29	28	28	28	28	28	29	29	28
PA_Baitun	0	387	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462
PA_LaHuaca	0	25	29	29	29	28	29	28	29	29	29	28	29	29	28
PA_Perlas N	0	50	62	62	61	61	62	61	61	62	61	61	62	62	61
PA_Gualaca	0	116	188	189	187	187	186	185	183	185	188	186	191	190	188
PA_Perlas S	0	45	62	62	61	61	62	61	61	62	61	61	62	62	61
PA_Mendre2	0	39	56	56	56	56	56	56	55	55	56	56	56	57	55
PA_Cochea	0	18	98	97	97	97	97	97	97	97	97	97	98	98	97
PA_B.Totuma	0	0	33	33	33	33	33	33	32	33	33	33	33	33	33
PA_Caldera	0	0	19	19	19	18	18	18	19	19	19	19	19	19	19
PA_RP490	0	0	53	55	56	56	56	55	55	56	56	55	56	56	55
PA_Bajofrio	0	0	222	258	262	254	259	256	258	254	258	257	259	253	261
PA_Pando	0	0	154	212	211	212	211	210	209	211	210	211	214	211	212
PA_Mon Lirio	0	0	191	225	226	226	227	224	224	225	222	223	227	225	228
PA_Tizingal	0	0	21	33	33	33	33	33	33	33	33	33	34	33	33
PA_Sindigo	0	0	36	56	56	57	56	56	56	57	56	57	57	58	55
PA_SanAndres	0	0	25	41	41	41	42	40	41	41	40	41	42	42	42
PA_RemigioR.	0	0	15	45	45	46	46	45	45	46	45	45	46	46	45
PA_Bonyic	0	0	16	173	181	177	177	175	173	174	174	173	176	175	177
PA_El Alto	0	0	25	315	315	315	316	312	312	317	312	310	322	320	318
PA_Cañazas	0	0	0	31	31	31	31	30	31	31	31	31	31	31	31
PA_Laguna	0	0	0	49	49	49	50	48	49	49	48	49	50	50	49
PA_LasCruces	0	0	0	48	48	47	49	47	48	48	48	48	48	48	48
PA_Estrechos	0	0	0	42	42	41	42	41	41	42	41	42	43	42	42
PA_Bartolo	0	0	0	79	79	78	79	77	78	78	78	79	80	79	79
PA_OjodeAgua	0	0	0	36	36	36	37	35	35	36	36	36	37	37	36
PA_SM 82	0	0	0	88	101	99	101	97	97	100	98	100	103	102	102
PA_Planetas2	0	0	0	10	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
PA_Slorenzo	0	0	0	26	45	45	45	44	45	45	44	45	45	45	45
PA_Burica	0	0	0	27	285	285	286	283	283	289	284	283	286	289	285
PA_Potrerill	0	0	0	2	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
PA_B. Blanco	0	0	0	0	105	102	99	102	103	104	103	104	105	105	104
PA_Tab II	0	0	0	0	0	173	203	201	202	205	204	201	204	203	204
PA_Chan II	0	0	0	0	0	53	1059	1096	1056	1092	1121	1048	1126	1095	1106
BUNKER	1621	531	178	130	131	82	33	2	4	4	7	1	0	0	0
DIESEL L.	102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARBON	623	792	658	439	481	407	255	1114	1297	2373	2812	3680	4201	5377	5813
GAS NAT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP1	526	231	498	365	300	313	195	94	143	111	102	85	7	17	88
ACP2	325	128	279	205	192	177	120	46	73	54	53	35	0	3	28
ACP3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP4	280	87	185	144	140	129	79	20	28	26	22	16	0	0	10
EOLICO	0	0	635	635	795	791	1037	1140	1654	1667	1686	1682	1668	1675	1669
Total Hidro	4259	6533	7793	8880	9134	9566	10962	11059	10722	10917	11148	10831	11357	11147	11212
Total Term.	3478	1769	2434	1919	2039	1900	1719	2415	3199	4236	4682	5498	5876	7071	7608
Total Gener	7736	8301	10227	10799	11174	11466	12681	13475	13921	15154	15830	16329	17233	18218	18821
Import.	143	382	88	81	115	168	87	64	95	39	44	63	113	96	159
Export.	62	553	1661	1674	1494	1232	1733	1818	1628	2024	1981	1741	1882	1937	1674
Perdidas	4	11	3	2	3	5	3	2	3	1	1	2	3	3	5
Demanda	7813	8119	8652	9203	9791	10397	11033	11719	12385	13167	13891	14648	15460	16374	17302
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tomo II
Anexo 3

Salidas del Caso REGMHTTLA11: Medio Hidrotérmico con Carbón, Eólico y Gas Natural Licuado

Cuadro N° A2.1: Capacidad Firme Caso REGMHTTLA11

CAPACIDAD FIRME (MW) - HIDROTERMICO CONSIDERANDO CARBON, ENRGÍA EÓLICA Y GNL /DEM.MEDIA

Caso REGMHTTLA11	Capacidad Instalada	Fact. Disp. o Pot. Firme	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia Firme Instalada			1,357.64	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31
ENEL FORTUNA	**300.00**		**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**
Fortuna	300.00	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02
AES PANAMA	**481.96**		**193.88**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**
Bayano	260.00	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
La Estrella	47.20	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
Los Valles	54.76	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
Estí	120.00	112.67	0	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
ISTMUS HYDROPOWER, S.A.	**10.00**		**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**
Concepcion	10.00	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
CALDERA ENERGY CORP.	**20.00**		**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**
Mendre	20.00	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Hidro Boqueron S.A	**3.43**		**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**
Macano	3.43	0.9	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Paso Ancho Hydro Power	**6.78**		**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**
Paso Ancho	6.78	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30
Hidro Candela	**0.54**		**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**
Candela	0.54	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
ESEPSA	**22.07**		**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**
La Yeguada	6.60	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Macho de Monte	2.50	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Dolega	3.12	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Los Algarrobos	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
HIDRO PMA	**4.30**		**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**
Anton I	1.40	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Anton II	1.40	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Anton II	1.50	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMA (ACP)	**175.00**		**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**
ACP	175.00	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28
BLM CORP.	**280.00**		**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**
Bahia las Minas 2	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas 3	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas 4	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas Carbón	120.00	108.00	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
Ciclo Combinado BLM	160.00	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97
TURBINAS DE GAS PANAMA (EGESA)	**142.80**		**135**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Cerro Azul	60.00	60.00	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charco Azul	40.00	40.00	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turb. Gas 1	21.40	18.00	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turb. Gas 2	21.40	17.00	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPESA	**46.50**		**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Copesa	46.50	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAN-AM GENERATING	**96.00**		**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**
Pan_Am	96.00	96.00	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Pedregal Power Company	**55.40**		**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**
Pacora	55.40	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50
ESEPSA	**10.00**		**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**
Capita	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50
Chitre	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
TERMICA DEL CARIBE, S.A.	**50.40**		**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**
El Giral	50.40	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56
GENERADORA DEL ATLANTICO, S.A.	**150.00**		**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**
T. Colon	150.00	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64
GDF SUEZ ENERGY	**87.00**		**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**
T. Cativa	87.00	77.00	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77

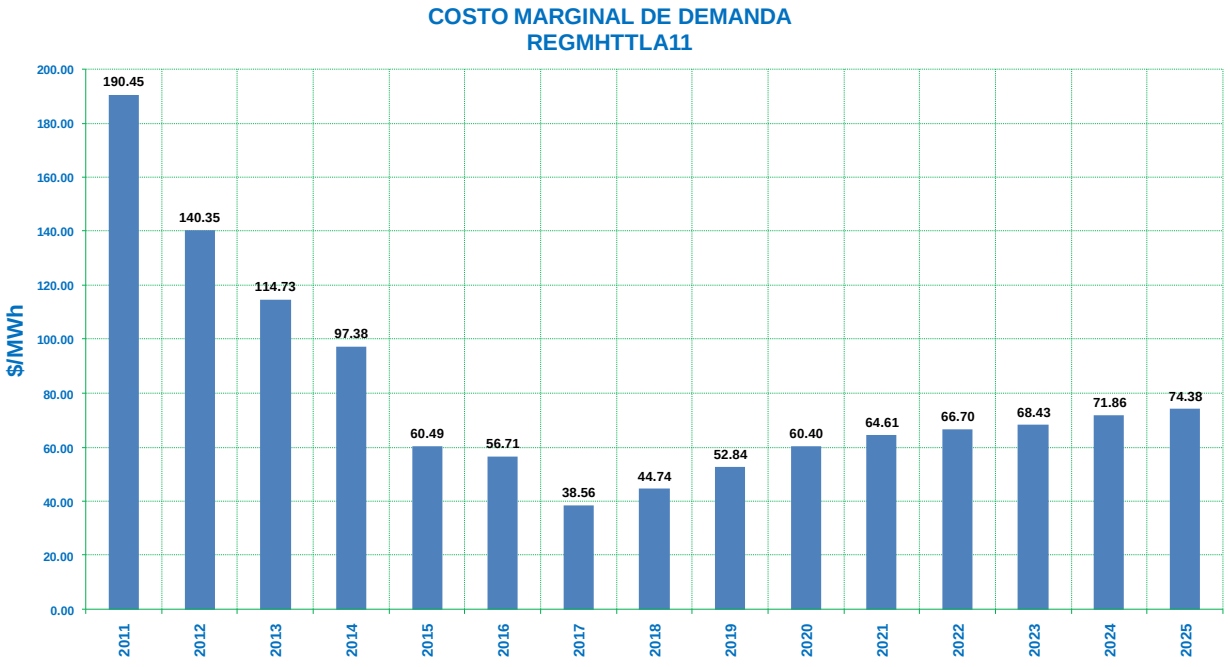
Cuadro N° A2.1: Capacidad Firme Caso REGMHTTLA11 (Continuación)

Caso REGMHTTLA11	Capacidad	Pot. Firme	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PROYECTOS HIDROELECTRICOS (FUTUROS)	1286.12		286	349	485	527	538	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Lorena	33.80	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Los Planetas 1	4.50	0.91	0.00	0.00	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Pedregalito	20.00	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25
Bajo de Mina	56.00	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Chan I	222.46	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33
Pedregalito 2	13.00	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22
Prudencia	56.00	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
El Fraile	5.47	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Baitún	88.70	31.09		31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
La Huaca	5.05	0.17		0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Las Perlas Norte	10.00	2.46		2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Gualaca	25.20	23.04		23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Las Perlas Sur	10.00	2.46		2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Mendre II	8.00	1.56		1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
Cochea	12.50	2.20		2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20
Bajo de Totuma	5.00	1.50			1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Caldera	4.00	1.20			1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
RP-490	9.95	2.98			2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98
Bajo Frio	56.00	16.51			16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51
Monte Lirio	51.60	32.38			32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Pando	32.00	25.13			25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Tizingal	4.64	2.55			2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
El Sindigo	10.00	3.00			3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
San Andres	9.00	2.54			2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Reminio Rojas	8.60	2.58			2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58
Bonyic	31.30	22.22			22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
El Alto	68.00	22.14			22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Cañazas	5.94	0.68				0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
La Laguna	9.30	2.79				2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79
Las Cruces	9.17	2.75				2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75
Los Estrechos	10.00	3.00				3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Ojo de Agua	6.46	1.94				1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
San Bartolo	15.25	4.57				4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57
SM 82	25.60	7.68				7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68
Los Planetas 2	3.73	1.12				1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12
San Lorenzo	8.40	1.33				1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
Burica	50.00	15.00				15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
Potrerillo	4.17	1.25				1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
Barro Blanco	28.84	10.92					10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92
Tabasará II	34.50	11.90						11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90
Chan II	214.00	150.38						150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38
PROYECTOS TERMOELECTRICOS (FUTUROS)	1050.00		0.00	0.00	0.00	0.00	170.00	170.00	170.00	382.50	382.50	595.00	595.00	807.50	807.50	807.50	892.50
CC GNL 250a	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213	213	213	213	213
CC GNL 250b	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213	213	213
CC GNL 250c	250.00	0.85	0	0	0	0								213	213	213	213
CC GNL 200	200.00	0.85	0	0	0	0	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
CC GNL 100	100.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	85
PROYECTOS EOLICOS (FUTUROS)	390.00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico I	150.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico II	40.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico III	80.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico IV	120.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
POTENCIA FIRME			1644	1684	1820	1862	2043	2205	2205	2418	2418	2630	2630	2843	2843	2843	2928
Demanda Máxima de Generación			1257	1324	1406	1494	1585	1678	1775	1880	1982	2102	2212	2327	2450	2589	2730
BALANCE			387	361	414	368	458	528	430	538	436	529	419	516	393	254	198
RESERVA			30.81%	27.26%	29.46%	24.64%	28.93%	31.45%	24.24%	28.59%	21.99%	25.16%	18.92%	22.17%	16.02%	9.80%	7.26%

CUADRO N° A2.2: Costos Marginales del Caso REGMHTTLA11

COSTO MARGINAL DE DEMANDA
$/MWh

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2011	186.51	189.66	236.98	206.95	207.72	201.30	192.45	190.47	176.04	174.78	160.27	162.23	190.45
2012	183.26	198.20	208.83	212.35	206.65	156.27	119.84	103.55	71.82	68.76	71.14	83.55	140.35
2013	101.40	136.35	181.46	209.83	183.17	132.72	103.94	82.25	51.88	56.73	62.02	75.04	114.73
2014	91.63	120.80	174.21	213.16	192.81	91.25	73.25	62.02	43.07	33.83	31.56	40.95	97.38
2015	56.35	65.51	106.63	129.61	84.33	57.50	50.83	46.34	27.80	21.29	27.99	51.74	60.49
2016	61.87	69.60	103.69	137.60	90.40	57.06	42.20	37.85	24.19	20.89	22.09	13.15	56.71
2017	32.48	49.59	83.00	104.45	78.74	35.42	32.08	22.98	4.65	2.70	5.41	11.25	38.56
2018	38.75	59.36	68.16	81.19	64.50	60.13	48.89	39.49	14.87	22.66	16.22	22.63	44.74
2019	44.41	62.99	75.21	89.24	72.88	59.58	52.35	45.53	30.69	25.88	27.12	48.21	52.84
2020	63.31	68.26	71.51	72.83	66.02	63.95	58.23	59.61	50.19	48.19	49.72	53.03	60.40
2021	66.19	67.86	70.75	75.75	69.30	67.33	63.54	63.73	56.47	56.15	56.39	61.88	64.61
2022	68.17	69.39	71.06	72.49	71.47	69.38	68.28	68.40	63.86	61.24	52.32	64.32	66.70
2023	70.12	71.55	73.31	76.36	74.25	72.11	70.80	69.93	63.32	61.20	52.64	65.56	68.43
2024	70.45	72.51	75.57	79.66	77.10	73.21	72.54	72.08	69.11	67.25	63.82	68.98	71.86
2025	73.37	74.86	77.66	80.32	79.09	75.75	74.62	75.03	73.17	71.27	67.68	69.75	74.38
Prom	80.55	91.77	111.87	122.79	107.90	84.86	74.92	69.28	54.74	52.85	51.09	59.49	



CUADRO N° A2.3: Informe Final de Generación del Caso REGMHTTLA11

REGMHTTLA11

Informe Final de Generación

(GWH)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PA_Fortuna	1639	1528	1563	1638	1564	1497	1526	1536	1463	1493	1520	1416	1601	1442	1558
PA_Bayano	644	758	641	672	491	603	541	601	575	506	607	633	758	656	757
PA_Esti	0	493	758	748	738	735	729	736	722	728	734	743	763	749	761
PA_Valles	316	323	323	315	319	316	314	314	314	316	312	315	321	320	318
PA_Estrella	265	266	267	261	263	259	250	259	259	260	257	259	265	263	265
PA_Mendre	100	113	113	111	111	111	108	110	111	111	111	112	113	114	111
PA_Concepcio	58	46	62	61	61	61	61	60	61	61	61	61	61	61	61
PA_Algarrobo	43	44	43	43	43	42	43	43	42	43	43	43	43	44	42
PA_PasoAncho	40	40	40	39	39	39	39	39	38	39	39	39	39	39	39
PA_Yeguada	24	24	24	24	24	23	24	24	24	24	24	23	24	24	24
PA_Macano	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
PA_Dolega	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PA_Mmonte	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
PA_AntonI	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_AntonII	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_AntonIII	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_Lorena	195	251	250	250	249	248	249	249	248	248	250	250	251	251	251
PA_Planetas1	22	25	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
PA_Pedregal	89	104	104	103	105	103	104	104	103	104	104	103	105	105	104
PA_Bjo Mina	116	221	220	220	219	219	212	219	219	220	221	220	221	221	221
PA_Chan I	463	1075	1067	1040	1083	1095	1580	1591	1570	1579	1592	1590	1611	1598	1615
PA_MinChan I	34	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
PA_Pedreg2	31	69	70	68	70	69	70	69	69	69	69	69	70	70	69
PA_Prudencia	81	294	290	289	289	282	289	285	285	286	285	284	292	289	291
PA_El Fraile	3	29	29	28	28	28	29	28	28	28	28	28	29	29	28
PA_Baitun	0	387	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462
PA_LaHuaca	0	25	29	29	29	28	29	28	29	29	29	28	29	29	28
PA_Perlas N	0	50	62	62	61	61	62	61	61	62	61	61	62	62	61
PA_Gualaca	0	116	188	188	186	184	185	185	183	184	188	187	191	189	189
PA_Perlas S	0	45	62	62	61	61	62	61	61	62	61	61	62	62	61
PA_Mendre2	0	39	56	56	56	56	56	56	55	55	56	56	56	57	55
PA_Cochea	0	18	98	97	97	97	97	97	97	97	97	97	98	98	97
PA_B.Totuma	0	0	33	33	33	33	33	33	32	33	33	33	33	33	33
PA_Caldera	0	0	19	19	19	18	14	18	19	19	19	19	19	19	19
PA_RP490	0	0	53	55	56	56	56	55	55	56	56	55	56	56	55
PA_Bajofrio	0	0	222	258	262	254	259	256	258	254	258	257	259	253	261
PA_Pando	0	0	154	212	211	212	211	210	209	211	210	211	214	211	212
PA_Mon Lirio	0	0	191	225	226	226	227	224	224	225	222	223	227	225	228
PA_Tizingal	0	0	21	33	33	33	31	33	33	33	33	33	33	33	33
PA_Sindigo	0	0	36	56	56	57	56	56	56	57	56	57	57	58	55
PA_SanAndres	0	0	25	41	41	41	42	40	41	41	40	41	42	42	42
PA_RemigioR.	0	0	15	45	45	46	46	45	45	46	45	45	46	46	45
PA_Bonyic	0	0	16	173	181	177	177	175	173	174	174	173	176	175	177
PA_El Alto	0	0	25	315	315	315	316	312	312	317	312	310	322	320	318
PA_Cañazas	0	0	0	31	31	31	31	30	31	31	31	31	31	31	31
PA_Laguna	0	0	0	49	49	49	50	48	49	49	48	49	50	50	49
PA_LasCruces	0	0	0	48	48	47	49	47	48	48	48	48	48	48	48
PA_Estrechos	0	0	0	42	42	41	42	41	41	42	41	42	43	42	42
PA_Bartolo	0	0	0	79	79	78	79	77	78	78	78	79	80	79	79
PA_OjodeAgua	0	0	0	36	36	36	37	35	35	36	36	36	37	37	36
PA_SM 82	0	0	0	88	101	99	101	97	97	100	98	100	103	102	102
PA_Planetas2	0	0	0	10	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
PA_Slorenzo	0	0	0	26	45	45	45	44	45	45	44	45	45	45	45
PA_Burica	0	0	0	27	285	285	286	283	283	289	284	283	286	289	285
PA_Potrerill	0	0	0	2	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
PA_B. Blanco	0	0	0	0	105	102	98	103	103	105	103	104	105	105	104
PA_Tab II	0	0	0	0	0	173	203	201	202	205	204	201	205	203	204
PA_Chan II	0	0	0	0	0	55	1041	1099	1078	1077	1127	1045	1135	1104	1099
BUNKER	1633	514	169	144	3	6	1	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL L.	97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARBON	623	795	650	434	128	140	77	33	51	7	11	1	1	8	7
GAS NAT	0	0	0	0	1855	1860	1302	1883	2092	2848	3397	4026	4217	5731	6099
ACP1	527	236	497	345	102	99	50	9	30	2	3	0	1	1	0
ACP2	324	127	278	211	43	43	15	1	5	1	1	0	0	0	0
ACP3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP4	283	86	184	152	20	16	4	0	0	0	0	0	0	0	0
EOLICO	0	0	635	634	764	753	953	1096	1643	1661	1682	1676	1665	1675	1669
Total Hidro	4244	6548	7821	8960	9183	9422	10880	11009	10860	10867	11046	10894	11413	11072	11305
Total Term.	3487	1757	2413	1920	2916	2917	2403	3022	3820	4519	5094	5703	5883	7414	7775
Total Gener	7732	8305	10235	10880	12098	12339	13283	14030	14680	15386	16141	16597	17297	18486	19081
Import.	142	380	90	75	10	41	18	14	27	33	31	20	95	71	122
Export.	56	555	1670	1749	2317	1981	2268	2325	2322	2251	2280	1968	1928	2181	1897
Perdidas	4	11	3	2	0	1	1	0	1	1	1	1	3	2	4
Demanda	7813	8119	8652	9203	9791	10397	11033	11719	12385	13167	13891	14648	15460	16374	17302
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tomo II
Anexo 4

Codificación de Planes

Cuadro A.4.1 Codificación de planes de Expansión.

Codificación de Casos del Plan Indicativo de Generación															
Codificación de Casos:	**Tipo de Escenario**						**Escenario de Demanda**	**Macro-Escenario**		**Alternativa de Expansión No Convencionales**				**Dígitos del Año**	**Identificación de sensibilidad**
Numero Máximo de Caracteres	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
Regional Centroamericano	R	E	G												
Regional Centroamericano y Colombia	R	E	G	C	O	L									
Alto							A								
Medio							M								
Bajo							B								
Hidro-térmico (Convencional)								H	T						
Hidráulico (100%)								H							
Térmico (100%)								T							
Gas Natural (Barcaza)										G	N				
Gas Natural (Gasoducto)										G	D				
Gas Natural Licuado										G	L				
Gas Natural Comprimido										G	C				
Carbón										C	B				
Eólico										E	O				
Carbón y Eólica										C	B	E	O		
Turba										T	B				
Gas Natural y Carbón										G	N	C			
Gas Natural (Barcaza) y Carbón										G	B	C			
Gas Natural (Gasoducto) y Carbón										G	D	C			
Gas Natural Licuado y Carbón										G	L	C			
Todas las Alternativas										T	L	A			
2009														9	
2010														10	
2011														11	
20nn														nn	
Primera Sensibilidad															A
Segunda Sensibilidad															B
Tercera Sensibilidad															C
Ejemplo: REGMHTCB15	Escenario Regional Centroamericano						Escenario de Demanda (Medio)	Macro Escenario (Hidro-Térmico)		Se Consideran Plantas de Carbón				año 2015	Caso sin Sensibilidad

Tomo II
Anexo 5

Metodología para Determinar el Riesgo Asociado de los Proyectos de Generación

METODOLOGIA PARA DETERMINAR EL RIESGO ASOCIADO DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN

El solo listado de las variables incluidas en la preparación de los flujos de caja de la inversión de los proyectos de generación eléctrica deja de manifiesto el origen de la incertidumbre, en donde se entremezclan múltiples factores de riesgo, de orden endógeno y exógeno a los proyectos.

Los valores de las variables (endógenas) dependen de la visión de futuro del sector eléctrico y de la calidad de ejecución del proyecto. En resumen, el riesgo intrínsico de un proyecto estará determinado por los riesgos implícitos en cada una de las variables usadas para modelar los flujos de caja.

Entre las principales variables endógenas a considerar tenemos: el precio del producto (precio de venta de la electricidad), la evolución del mercado (demanda y competencia), organización y solvencia de los promotores (Pre-inversión), la solvencia y capacidad técnica de los promotores (Ejecución), financiamiento (disponibilidad de capital y volatilidad de la tasa de interés), la disponibilidad de equipos y estabilidad de precios de los materiales. Entre las variables exógenas podemos enumerar, la volatilidad de precios de insumos (combustibles), la volatilidad del entorno exterior al cambio de políticas gubernamentales, entre otras.

MARCO CONCEPTUAL DE LOS RIESGOS

Es este punto es necesario mencionar algunas consideraciones al proceso metodológico utilizado en el desarrollo del Plan Indicativo de Generación. En primer lugar, la Gerencia de Planeamiento optimiza la inversión en generación con el programa OPTGEN, un paquete computacional de PSR que modela la expansión del sistema a mínimo costo. Es un modelo de expansión integrado formulado como un problema de optimización uni-criterio, tomando en cuenta la incertidumbre en las afluencias hídricas, con restricciones en capacidad mínima.

En una etapa posterior, se valida la viabilidad del despacho de los proyectos de generación que se derivan de los diversos casos modelados por el OPTGEN de acuerdo a los lineamientos generales de la Secretaria Nacional de Energía (SNE), por medio del modelos Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP), aplicando los criterios de confiabilidad.

Como su nombre lo indica, el SDDP es un modelo de despachos isotérmicos estocástico a mínimo costo que considera la incertidumbre hidrológica y los efectos de fenómenos climáticos. Por consiguiente, *los riesgos hidrológicos de operación, son implícitos en la optimización.*

A instancias de la Secretaria Nacional de Energía (SNE), se trabajó con tres escenarios: Hidro-Térmico con Carbón, Hidro-Térmico con Carbón y Energía Eólica y el Hidro-Térmico con todas las fuentes disponibles, incluso generación eólica en desarrollo. Como una consideración adicional, estos casos fueron analizados dentro un escenario de suministro y despacho regional (Centroamérica con SIEPAC).

La Gerencia de Planeamiento modela el Plan de Generación Indicativo con precios de combustibles indicados por la SNE, los cuales están basados en los pronósticos *"High Price"* del *"Annual Energy Outlook"* del EIA-DOE. Por consiguiente, el riesgo asociado a la volatilidad de los precios de los combustibles en los planes de expansión será considerado por medio de la utilización de la proyección alta como un escenario alternativo de precios, que comprende incremento sobre le nivel general de precios de los combustibles insumidos en la generación eléctrica.

METODOLOGÍA APLICADA

La evaluación de riesgos de un proyecto depende, en primer lugar, de la identificación de los principales riesgos que imposibilitarían al proyecto generar los flujos esperados que a su vez identifican las variables claves del proyecto; y, por otro lado, de los instrumentos y metodología utilizados para procesar sus implicaciones de riesgo sobre el rendimiento del proyecto.

Por consiguiente, el análisis de riesgos consiste, en su primera etapa, en la creación de un modelo que represente los flujos del proyecto en base a los mejores estimados. Estos estimados de valor único usualmente son la moda, el promedio aritmético o un estimado conservador. El riesgo surge de la incertidumbre que incluyen estas variables proyectadas.

La segunda etapa implica la selección de las variables de riesgo del modelo, para lo cual se aplica el análisis de sensibilidad y el de incertidumbre. El primero identifica las variables más importantes en el flujo, aquellas cuya variación influyen positiva o negativamente en los resultados del proyecto. El análisis de incertidumbre permite conocer el tipo y magnitud del riesgo.

La razones para incluir en un análisis de riesgos solamente las variables más importantes, tiene dos aristas principales. En primer lugar, cuanto mayor sean la probabilidad de generar escenarios inconsistentes y no realistas es mayor. Segundo, el costo en términos del dinero y tiempo de personal experto necesario para definir el comportamiento exacto de variables con un pequeño impacto sobre el resultado probablemente supere cualquier beneficio del estudio, razón costo/beneficio.

Dada cantidad de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos que conforman los casos analizados, a lo complejo de los propios proyectos de generación, la incertidumbre de la información entregada por los promotores, la estimación del costo-beneficio del propio proceso de planeación y la propia factibilidad de implementación de los casos sugeridos

por la SNE, la Gerencia de Planeamiento de ETESA, decidió evaluar los riesgos asociados a algunos proyectos incorporados al Caso de Demanda Media de Referencia, especialmente de aquellos que inician operaciones en el periodo crítico o en consideración de su significativo aporte al suministro del sistema, a la diversidad de la fuente de insumo para la generación, como representación idónea de los riesgos de los propios proyectos o, por ende, al cumplimiento del caso analizado.

Por consiguiente, el proceso metodológico general consiste en:

- Construir un modelo determinístico (simulación), de la rentabilidad de los proyectos de generación que conforman los casos analizados.
- Estimar el VPN y otros criterios de decisión de los proyectos con la tasa de descuento, generación , retorno etcétera, del modelo determinístico.
- Identificar variables de riesgo a las que los diferentes resultados del análisis son más sensibles.
- Calcular la sensibilidad de los proyectos a riesgos por medio de la variación VPN a cambios significativos de los proyectos ante variables financieras usadas en el modelo (flujo de caja de los proyectos).
- Valorizar los posibles costos a incurrir derivados de la medición de diferencial de los resultados de los flujos de caja por los cambios analizados.

RIESGOS ANALIZADOS

En consideración a las incertidumbres con mayor impacto en la oferta para el cumplimiento de la demanda proyectada en los escenarios planteados:

- Atraso en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos de alta capacidad en el escenario hidro-térmico convencional.
- Atraso en el inicio de operaciones de los proyectos de nuevas tecnologías.
- Caso de Referencia considerando la proyección alta de combustibles.
- Caso de Referencia considerando la proyección de Demanda alta.
- Caso de referencia con nuevas interconexiones.

Tomo II
Anexo 6
Salidas de los Análisis de Riesgo

CUADRO No. A6.1: **Caso REGMHTCB11C. Resumen de los Análisis de Riesgos de los Proyectos considerando el Atraso de un Año al Inicio de Operaciones de los proyectos Cañazas , Las Cruces , Los Estrechos, La Laguna y San Bartolo**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPN (k$)	TIR	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2,015	97,997	-47,990	4.1%	15
BAJO TOTUMA	2,013	12,500	2,694	15.3%	6
BAITUN	2,012	190,808	10,680	12.8%	7
BAJO FRIO	2,013	165,000	-62,320	6.3%	12
BARTOLO	2015	40700	-12,716	7.8%	10
BAJO MINA	2,011	150,000	-44,167	6.8%	11
BONYIC	2,013	75,120	4,489	12.8%	7
BURICA	2,014	140,000	-270	9.7%	9
CALDERA	2,013	8,800	-1,340	9.8%	9
CAÑAZAS	2,015	16,335	-6,096	6.9%	11
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2,011	389,000	164,511	17.7%	5
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2,016	550,000	-57,350	10.3%	8
COCHEA	2,012	36,000	6,315	14.8%	6
EL ALTO	2,013	141,000	-19,178	10.0%	9
EL FRAILE	2,011	13,680	-62	11.9%	8
LOS ESTRECHOS	2,015	29,700	-15,369	4.7%	13
GUALACA	2,012	87,650	-7,346	10.8%	8
LAGUNA	2,015	26,950	-9,117	7.4%	11
LA HUACA	2,012	12,625	-1,174	10.5%	9
LAS CRUCES	2,015	26,400	-8,999	7.4%	11
LORENA	2,011	117,560	10,440	13.3%	6
MENDRE 2	2,012	20,010	3,098	14.3%	7
MONTE LIRIO	2,013	123,960	-22,536	9.4%	9
OJO DE AGUA	2,014	16,418	-1,831	10.4%	9
PANDO	2,013	75,387	14,820	14.6%	6
PEDREGALITO	2,011	40,000	5,593	14.3%	6
PEDREGAL 2	2,011	28,600	-573	11.7%	7
PERLAS NORTE	2,012	20,000	6,336	16.7%	6
PERLAS SUR	2,012	20,000	5,752	16.2%	6
PLANETAS I	2,011	15,500	-2,245	9.5%	9
PLANETAS 2	2,014	7,826	618	13.1%	8
POTRERILLOS	2,014	8,445	1,672	14.8%	7
PRUDENCIA	2,011	194,780	-39,059	8.9%	10
REMIGIO ROJAS	2,013	19,290	-1,894	10.5%	8
RP490	2,013	45,000	-20,243	4.4%	14
SAN ANDRES	2,013	22,500	-3,085	9.8%	9
EL SINDIGO	2,013	12,144	1,255	12.8%	8
SAN LORENZO	2,014	25,900	-10,846	5.8%	13
SANTA MARIA 82	2,014	57,260	-19,269	7.0%	11
TABASARA II	2,016	80,070	-8,355	10.6%	8
TIZINGAL	2,013	11,600	3,410	16.1%	6
TERMICOS					
CB 250 a	2,018	412,500	-133,586	7.1%	11
CB 250 b	2,020	412,500	-130,346	7.1%	11
CB 250 c	2,022	412,500	-126,115	7.2%	11
CB 250 d	2,023	412,500	-126,884	7.2%	11
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2,013	225,000	60,992	16.3%	6

En los anexos pertinentes se presentan los resultados por Proyecto.

CUADRO No. A6.2: **Caso REGMHTCB11C. Resumen de los Análisis de Riesgos del Inversionista considerando el Atraso de un Año al Inicio de Inicio de Operaciones de los proyectos Cañazas , Las Cruces , Los Estrechos, La Laguna y San Bartolo**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPN (k$)	TIR	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2015	97,997	-25,084	3.9%	18
BAJOS DE TOTUMA	2013	12,500	7,338	34.6%	3
BAITUN	2012	190,808	49,631	21.3%	4
BAJO FRIO	2013	165,000	-21,658	8.0%	14
BARTOLO	2015	40,700	-1,693	10.8%	9
BAJO MINA	2011	150,000	5,652	13.4%	7
BONYIC	2013	75,120	23,013	21.1%	4
BURICA	2014	140,000	-25,084	16.8%	8
CALDERA	2013	8,800	1,913	18.9%	5
CAÑAZAS	2015	16,335	260	12.5%	7
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2011	389,000	248,308	29.7%	2
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2016	550,000	55,150	15.2%	7
COCHEA	2012	36,000	14,631	28.1%	3
EL ALTO	2013	141,000	14,740	15.2%	7
EL FRAILE	2011	13,680	2,871	20.2%	4
LOS ESTRECHOS	2015	29,700	-2,499	9.7%	9
GUALACA	2012	87,650	14,773	16.8%	5
LAGUNA	2015	26,950	1,368	13.4%	7
LA HUACA	2012	12,625	3516	23.1%	4
LAS CRUCES	2015	26,400	1,272	13.3%	7
LORENA	2011	117,560	39,636	23.2%	3
MENDRE 2	2012	20,010	7,734	25.3%	4
MONTE LIRIO	2013	123,960	7,913	13.9%	8
OJO DE AGUA	2014	16,418	4,141	20.2%	4
PANDO	2013	75,387	33,405	24.1%	4
PEDREGALITO	2011	40,000	14,885	28.2%	3
PEDREGAL 2	2011	28,600	6,476	19.0%	4
PERLAS NORTE	2012	20,000	10,971	31.5%	3
PERLAS SUR	2012	20,000	13,180	35.3%	3
PLANETAS I	2011	15,500	1,373	15.8%	5
PLANETAS 2	2014	7,826	2,444	21.1%	5
POTRERILLOS	2014	8,445	3,564	25.6%	4
PRUDENCIA	2011	194,780	11,453	14.1%	7
REMIGIO ROJAS	2013	19,290	4,924	20.3%	4
RP490	2013	45,000	-4,343	8.5%	11
SAN ANDRES	2013	22,500	1,182	13.8%	8
EL SINDIGO	2013	22,000	6,389	21.2%	5
SAN LORENZO	2014	25,900	-4,641	6.8%	15
SANTA MARIA 82	2014	57,260	-5,734	9.2%	11
TABASARA	2016	80,070	11,381	15.8%	7
TIZINGAL	2013	11,600	7,719	33.7%	3
TERMICOS					
CB 250 a	2018	412,500	-52,504	8.60%	13
CB 250 b	2020	412,500	-49,863	8.72%	13
CB 250 c	2022	412,500	-45,002	9.04%	12
CB 250 d	2,023	412,500	-45,900	9.0%	12
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2013	225,000	94,992	25.7%	4

En los cuadros adjuntos se presentan los resultados por Proyecto.

CUADRO No. A6.3: **Caso REGMHTCB11C. Resumen de los Análisis de Riesgo Económico de los proyectos considerando el Atraso de un Año al Inicio de Operaciones de los proyectos Cañazas , Las Cruces , Los Estrechos, La Laguna y San Bartolo**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPNE (k$)	TIRE	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2,015	97,997	-33,341	4.9%	15
BAJOS DE TOTUMA	2,013	12,500	13,025	22.1%	4
BAITUN	2,012	190,808	152,364	18.3%	5
BAJO FRIO	2,013	165,000	-20,344	8.1%	11
BARTOLO	2,015	40,700	3,695	10.4%	9
BAJO MINA	2,011	150,000	28,645	12.0%	8
BONYIC	2,013	75,120	41,773	15.6%	6
BURICA	2,014	140,000	69,375	16.0%	8
CALDERA	2,013	8,800	2,878	13.2%	8
CAÑAZAS	2,015	16,335	-1,011	8.9%	10
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2,011	389,000	515,095	23.1%	3
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2,016	550,000	218,985	14.1%	7
COCHEA	2,012	36,000	32,816	20.7%	5
EL ALTO	2,013	141,000	54,692	13.7%	8
EL FRAILE	2,011	13,680	7,841	17.0%	6
LOS ESTRECHOS	2,015	29,700	-8,403	6.5%	12
GUALACA	2,012	87,650	48,699	15.4%	5
LAGUNA	2,015	26,950	391	9.6%	10
LA HUACA	2,012	12,625	5,072	14.5%	7
LAS CRUCES	2,015	26,400	251	9.6%	10
LORENA	2,011	117,560	76,625	19.4%	4
MENDRE 2	2,012	20,010	18,464	20.2%	5
MONTE LIRIO	2,013	123,960	33,608	12.7%	8
OJO DE AGUA	2,014	16,418	12,360	20.0%	7
PANDO	2,013	75,387	83,622	20.3%	5
PEDREGALITO	2,011	40,000	35,539	21.5%	4
PEDREGAL 2	2,011	28,600	18,162	16.5%	5
PERLAS NORTE	2,012	20,000	25,166	24.2%	4
PERLAS SUR	2,012	20,000	24,149	23.2%	4
PLANETAS I	2,011	15,500	4,199	13.3%	7
PLANETAS 2	2,014	7,826	6,257	17.8%	6
POTRERILLOS	2,014	8,445	8,714	20.9%	5
PRUDENCIA	2,011	194,780	47,404	12.5%	8
REMIGIO ROJAS	2,013	19,290	8,887	14.7%	7
RP490	2,013	45,000	-14,150	5.4%	14
SAN ANDRES	2,013	22,500	7,045	13.4%	8
EL SINDIGO	2,013	22,000	15,990	17.4%	6
SAN LORENZO	2,014	25,900	1,652	10.3%	10
SANTA MARIA 82	2,014	57,260	-2,770	8.9%	10
TABASARA	2,016	80,070	39,557	14.4%	7
TIZINGAL	2,013	11,600	14,309	22.6%	4
TERMICOS					
CB 250 a	2,018	412,500	54,917	11.0%	9
CB 250 b	2,020	412,500	61,082	11.2%	9
CB 250 c	2,022	412,500	68,725	11.4%	8
CB 250 d	2,023	412,500	65,355	11.3%	8
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2,013	225,000	264,284	23.9%	4

En los cuadros adjuntos se presentan los resultados por Proyecto.

CUADRO No. A6.4: **Caso REGMHTCB11D. Resumen de los Análisis de Riesgos de los Proyectos considerando el Atraso de un Año al Inicio de Operaciones del Proyecto Eólico 1a**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPN (k$)	TIR	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2,015	97,997	-47,998	4.1%	15
BAJO TOTUMA	2,013	12,500	2,874	15.5%	6
BAITUN	2,012	190,808	13,655	13.0%	6
BAJO FRIO	2,013	165,000	-61,765	6.3%	12
BARTOLO	2014	37000	-3,739	10.5%	9
BAJO MINA	2,011	150,000	-42,750	7.0%	11
BONYIC	2,013	75,120	4,272	12.8%	7
BURICA	2,014	140,000	-341	9.7%	9
CALDERA	2,013	8,800	-1,282	9.9%	9
CAÑAZAS	2,014	14,850	-2,588	9.3%	10
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2,011	389,000	169,674	18.0%	5
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2,016	550,000	-57,483	10.3%	8
COCHEA	2,012	36,000	6,938	15.1%	6
EL ALTO	2,013	141,000	-19,907	10.0%	9
EL FRAILE	2,011	13,680	136	12.2%	8
GUALACA	2,012	87,650	-6,241	11.0%	8
LAGUNA	2,014	24,500	-3,289	10.0%	9
LA HUACA	2,012	12,625	-951	10.8%	9
LAS CRUCES	2,014	24,000	-3,288	9.9%	9
LORENA	2,011	117,560	11,897	13.5%	6
LOS ESTRECHOS	2,014	27,000	-9,851	6.5%	12
MENDRE 2	2,012	20,010	3,486	14.6%	6
MONTE LIRIO	2,013	123,960	-22,016	9.5%	9
OJO DE AGUA	2,014	16,418	-1,918	10.3%	9
PANDO	2,013	75,387	15,292	14.7%	6
PEDREGALITO	2,011	40,000	6,023	14.5%	6
PEDREGAL 2	2,011	28,600	-219	11.9%	7
PERLAS NORTE	2,012	20,000	6,739	17.1%	5
PERLAS SUR	2,012	20,000	6,131	16.5%	6
PLANETAS I	2,011	15,500	-2,101	9.7%	9
PLANETAS 2	2,014	7,826	2,278	16.8%	8
POTRERILLOS	2,014	8,445	1,671	14.8%	7
PRUDENCIA	2,011	194,780	-37,337	9.0%	9
REMIGIO ROJAS	2,013	19,290	-1,933	10.5%	8
RP490	2,013	45,000	-20,079	4.4%	14
SAN ANDRES	2,013	22,500	-3,042	9.8%	9
SAN LORENZO	2,014	25,900	-10,951	5.7%	13
SANTA MARIA 82	2,014	57,260	-19,552	6.9%	11
EL SINDIGO	2,013	12,144	1,344	12.9%	8
TABASARA II	2,016	80,070	-8,370	10.6%	8
TIZINGAL	2,013	11,600	3,477	16.2%	6
TERMICOS					
CB 250 a	2,018	412,500	-133,726	7.1%	11
CB 250 b	2,020	412,500	-130,531	7.1%	11
CB 250 c	2,022	412,500	-126,136	7.2%	11
CB 250 d	2,023	412,500	-126,988	7.2%	11
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2,014	247,500	-9,631	11.5%	7

En los anexos pertinentes se presentan los resultados por Proyecto.

CUADRO No. A6.5: **Caso REGMHTCB11D. Resumen de los Análisis de Riesgos del Inversionista considerando el Atraso de un Año al Inicio de Operaciones del Proyecto Eólico 1a**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPN (k$)	TIR	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2015	97,997	-25,097	3.9%	18
BAJOS DE TOTUMA	2013	12,500	7,517	35.8%	3
BAITUN	2012	190,808	52,293	22.0%	4
BAJO FRIO	2013	165,000	-21,103	8.1%	14
BARTOLO	2014	37,000	3,905	16.4%	7
BAJO MINA	2011	150,000	7,070	13.8%	6
BONYIC	2013	75,120	22,795	21.0%	4
BURICA	2014	140,000	-25,097	16.8%	8
CALDERA	2013	8,800	1,972	19.2%	4
CAÑAZAS	2014	14,850	2,928	19.1%	5
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2011	389,000	253,470	30.2%	2
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2016	550,000	55,017	15.2%	7
COCHEA	2012	36,000	15,254	29.5%	3
EL ALTO	2013	141,000	14,011	15.0%	7
EL FRAILE	2011	13,680	3,069	21.0%	4
GUALACA	2012	87,650	15,878	17.2%	5
LAGUNA	2014	24,500	5,811	20.4%	5
LA HUACA	2012	12,625	3739	24.1%	4
LAS CRUCES	2014	24,000	5,627	20.3%	5
LORENA	2011	117,560	41,092	23.8%	3
LOS ESTRECHOS	2014	27,000	-31	12.0%	8
MENDRE 2	2012	20,010	8,123	26.4%	4
MONTE LIRIO	2013	123,960	8,433	14.0%	8
OJO DE AGUA	2014	16,418	4,054	19.9%	5
PANDO	2013	75,387	33,876	24.3%	4
PEDREGALITO	2011	40,000	15,315	28.9%	3
PEDREGAL 2	2011	28,600	6,831	19.5%	4
PERLAS NORTE	2012	20,000	11,374	32.8%	3
PERLAS SUR	2012	20,000	13,559	36.6%	3
PLANETAS I	2011	15,500	1,516	16.2%	5
PLANETAS 2	2014	7,826	2,742	17.8%	6
POTRERILLOS	2014	8,445	3,569	25.6%	4
PRUDENCIA	2011	194,780	13,175	14.4%	6
REMIGIO ROJAS	2013	19,290	4,885	20.2%	4
RP490	2013	45,000	-4,178	8.6%	10
SAN ANDRES	2013	22,500	1,049	13.5%	8
SAN LORENZO	2014	25,900	-4,791	6.7%	16
SANTA MARIA 82	2014	57,260	-5,986	9.1%	11
EL SINDIGO	2013	22,000	6,478	21.4%	5
TABASARA	2016	80,070	11,366	15.8%	7
TIZINGAL	2013	11,600	7,786	34.1%	3
TERMICOS					
CB 250 a	2018	412,500	-52,643	8.59%	13
CB 250 b	2020	412,500	-50,043	8.71%	13
CB 250 c	2022	412,500	-45,027	9.03%	12
CB 250 d	2,023	412,500	-46,008	9.0%	12
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2014	247,500	44,560	16.6%	6

En los cuadros adjuntos se presentan los resultados por Proyecto.

CUADRO No. A6.6: **Caso REGMHTCB11D. Resumen de los Análisis de Riesgo Económico de los Proyectos considerando el Atraso de un Año al Inicio de Operaciones del proyecto Eólico 1a**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPNE (k$)	TIRE	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2,015	97,997	-33,357	4.9%	15
BAJOS DE TOTUMA	2,013	12,500	13,347	22.6%	4
BAITUN	2,012	190,808	157,934	18.8%	4
BAJO FRIO	2,013	165,000	-19,351	8.1%	11
BARTOLO	2,014	37,000	14,018	14.2%	8
BAJO MINA	2,011	150,000	31,295	12.2%	8
BONYIC	2,013	75,120	61,497	18.0%	5
BURICA	2,014	140,000	69,404	16.0%	8
CALDERA	2,013	8,800	2,984	13.4%	8
CAÑAZAS	2,014	14,850	3,703	12.4%	8
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2,011	389,000	647,736	25.8%	3
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2,016	550,000	218,711	14.1%	7
COCHEA	2,012	36,000	33,741	21.2%	4
EL ALTO	2,013	141,000	53,328	13.6%	8
EL FRAILE	2,011	13,680	8,201	17.5%	5
GUALACA	2,012	87,650	50,809	15.8%	5
LAGUNA	2,014	24,500	8,222	13.3%	8
LA HUACA	2,012	12,625	5,488	15.0%	7
LAS CRUCES	2,014	24,000	7,927	13.3%	8
LORENA	2,011	117,560	78,747	19.7%	4
LOS ESTRECHOS	2,014	27,000	4,609	11.8%	11
MENDRE 2	2,012	20,010	19,171	20.8%	5
MONTE LIRIO	2,013	123,960	34,461	12.8%	8
OJO DE AGUA	2,014	16,418	12,183	19.8%	7
PANDO	2,013	75,387	84,475	20.4%	4
PEDREGALITO	2,011	40,000	36,323	21.9%	4
PEDREGAL 2	2,011	28,600	18,835	16.8%	5
PERLAS NORTE	2,012	20,000	25,898	24.9%	4
PERLAS SUR	2,012	20,000	24,814	23.9%	4
PLANETAS I	2,011	15,500	4,467	13.5%	7
PLANETAS 2	2,014	7,826	7,718	21.4%	5
POTRERILLOS	2,014	8,445	8,712	20.9%	5
PRUDENCIA	2,011	194,780	50,606	12.7%	8
REMIGIO ROJAS	2,013	19,290	8,809	14.7%	7
RP490	2,013	45,000	-13,844	5.5%	14
SAN ANDRES	2,013	22,500	7,114	13.5%	8
SAN LORENZO	2,014	25,900	1,439	10.2%	10
SANTA MARIA 82	2,014	57,260	-3,260	8.8%	10
EL SINDIGO	2,013	22,000	16,145	17.6%	6
TABASARA	2,016	80,070	39,524	14.4%	7
TIZINGAL	2,013	11,600	14,429	22.8%	4
TERMICOS					
CB 250 a	2,018	412,500	54,631	11.0%	9
CB 250 b	2,020	412,500	60,649	11.1%	9
CB 250 c	2,022	412,500	68,615	11.4%	8
CB 250 d	2,023	412,500	65,089	11.3%	8
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2,014	247,500	174,155	16.8%	5

En los cuadros adjuntos se presentan los resultados por Proyecto.

CUADRO No. A6.7: **Caso REGMHTCB11E. Resumen de los Análisis de Riesgos de los Proyectos considerando el Atraso de un Año al Inicio de Operaciones del proyecto Chan II**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPN (k$)	TIR	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2,015	97,997	-46,847	4.3%	15
BAJO TOTUMA	2,013	12,500	2,800	15.5%	6
BAITUN	2,012	190,808	13,459	13.0%	6
BAJO FRIO	2,013	165,000	-64,728	6.0%	12
BARTOLO	2014	37000	-2,878	10.8%	9
BAJO MINA	2,011	150,000	-50,569	5.9%	12
BONYIC	2,013	75,120	5,770	13.1%	7
BURICA	2,014	140,000	3,186	10.1%	9
CALDERA	2,013	8,800	-1,231	10.0%	9
CAÑAZAS	2,014	14,850	-2,260	9.7%	9
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2,011	389,000	160,618	17.6%	5
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2,017	577,500	-134,765	8.8%	9
COCHEA	2,012	36,000	7,024	15.1%	6
EL ALTO	2,013	141,000	-17,053	10.2%	9
EL FRAILE	2,011	13,680	108	12.1%	8
GUALACA	2,012	87,650	-6,334	11.0%	8
LAGUNA	2,014	24,500	-2,756	10.3%	9
LA HUACA	2,012	12,625	-973	10.8%	9
LAS CRUCES	2,014	24,000	-2,767	10.3%	9
LORENA	2,011	117,560	11,774	13.5%	6
LOS ESTRECHOS	2,014	27,000	-9,438	6.7%	12
MENDRE 2	2,012	20,010	3,452	14.6%	6
MONTE LIRIO	2,013	123,960	-21,186	9.6%	9
OJO DE AGUA	2,014	16,418	-1,579	10.6%	8
PANDO	2,013	75,387	16,127	14.8%	6
PEDREGALITO	2,011	40,000	6,243	14.6%	6
PEDREGAL 2	2,011	28,600	-469	11.8%	7
PERLAS NORTE	2,012	20,000	6,712	17.0%	6
PERLAS SUR	2,012	20,000	6,128	16.4%	6
PLANETAS I	2,011	15,500	-2,111	9.7%	9
PLANETAS 2	2,014	7,826	2,511	17.4%	8
POTRERILLOS	2,014	8,445	1,956	15.4%	7
PRUDENCIA	2,011	194,780	-37,490	9.0%	9
REMIGIO ROJAS	2,013	19,290	-1,623	10.7%	8
RP490	2,013	45,000	-19,934	4.5%	14
SAN ANDRES	2,013	22,500	-2,776	10.0%	9
SAN LORENZO	2,014	25,900	-10,513	5.9%	12
SANTA MARIA 82	2,014	57,260	-18,655	7.1%	11
EL SINDIGO	2,013	12,144	1,774	13.2%	7
TABASARA II	2,016	80,070	-5,905	11.0%	8
TIZINGAL	2,013	11,600	3,645	16.4%	6
TERMICOS					
CB 250 a	2,018	412,500	-132,768	7.1%	11
CB 250 b	2,020	412,500	-130,597	7.1%	11
CB 250 c	2,022	412,500	-126,150	7.2%	11
CB 250 d	2,023	412,500	-127,018	7.2%	11
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2,013	225,000	66,107	16.6%	5

En los anexos pertinentes se presentan los resultados por Proyecto.

CUADRO No. A6.8: **Caso REGMHTCB11E. Resumen de los Análisis de Riesgos del Inversionista considerando el Atraso de un Año al Inicio de Operaciones del Proyecto Chan II**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPN (k$)	TIR	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2015	97,997	-23,555	4.2%	18
BAJOS DE TOTUMA	2013	12,500	7,443	35.1%	3
BAITUN	2012	190,808	52,102	21.7%	4
BAJO FRIO	2013	165,000	-24,066	7.5%	15
BARTOLO	2014	37,000	4,591	17.2%	6
BAJO MINA	2011	150,000	-749	11.8%	8
BONYIC	2013	75,120	24,293	21.6%	4
BURICA	2014	140,000	-23,555	17.8%	7
CALDERA	2013	8,800	2,023	19.2%	5
CAÑAZAS	2014	14,850	3,257	20.0%	5
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2011	389,000	244,415	29.4%	2
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2017	577,500	14,621	12.7%	7
COCHEA	2012	36,000	15,340	28.8%	3
EL ALTO	2013	141,000	16,864	15.6%	7
EL FRAILE	2011	13,680	3,041	20.6%	4
GUALACA	2012	87,650	15,786	17.1%	5
LAGUNA	2014	24,500	6,345	21.2%	5
LA HUACA	2012	12,625	3717	23.6%	4
LAS CRUCES	2014	24,000	6,148	21.1%	5
LORENA	2011	117,560	40,970	23.5%	3
LOS ESTRECHOS	2014	27,000	382	12.5%	8
MENDRE 2	2012	20,010	8,089	25.8%	4
MONTE LIRIO	2013	123,960	9,263	14.2%	7
OJO DE AGUA	2014	16,418	4,392	20.7%	4
PANDO	2013	75,387	34,712	24.5%	4
PEDREGALITO	2011	40,000	15,535	28.7%	3
PEDREGAL 2	2011	28,600	6,581	19.0%	5
PERLAS NORTE	2012	20,000	11,347	31.9%	3
PERLAS SUR	2012	20,000	13,557	35.6%	3
PLANETAS I	2011	15,500	1,506	16.1%	5
PLANETAS 2	2014	7,826	2,974	18.6%	4
POTRERILLOS	2014	8,445	3,856	27.1%	4
PRUDENCIA	2011	194,780	13,022	14.4%	6
REMIGIO ROJAS	2013	19,290	5,194	20.8%	4
RP490	2013	45,000	-4,034	8.7%	10
SAN ANDRES	2013	22,500	1,503	14.2%	8
SAN LORENZO	2014	25,900	-4,353	7.1%	15
SANTA MARIA 82	2014	57,260	-5,185	9.5%	11
EL SINDIGO	2013	22,000	6,908	22.0%	5
TABASARA	2016	80,070	13,831	16.7%	6
TIZINGAL	2013	11,600	7,955	34.1%	3
TERMICOS					
CB 250 a	2018	412,500	-51,686	8.64%	13
CB 250 b	2020	412,500	-50,065	8.71%	13
CB 250 c	2022	412,500	-45,039	9.03%	12
CB 250 d	2,023	412,500	-46,039	9.0%	12
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2013	225,000	100,107	26.4%	4

En los cuadros adjuntos se presentan los resultados por Proyecto.

CUADRO No. A6.9: **Caso REGMHTCB11E. Resumen de los Análisis de Riesgo Económico de los Proyectos considerando el Atraso de un Año al Inicio de Operaciones del proyecto Chan II**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPNE (k$)	TIRE	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2,015	97,997	-31,326	5.2%	14
BAJOS DE TOTUMA	2,013	12,500	12,064	21.4%	5
BAITUN	2,012	190,808	158,224	18.6%	5
BAJO FRIO	2,013	165,000	-25,814	7.7%	12
BARTOLO	2,014	37,000	15,539	14.8%	7
BAJO MINA	2,011	150,000	14,805	10.8%	9
BONYIC	2,013	75,120	64,495	18.5%	5
BURICA	2,014	140,000	76,109	16.7%	8
CALDERA	2,013	8,800	3,108	13.5%	7
CAÑAZAS	2,014	14,850	4,339	13.0%	8
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2,011	389,000	629,517	25.2%	3
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2,017	577,500	143,708	12.0%	7
COCHEA	2,012	36,000	34,236	21.1%	5
EL ALTO	2,013	141,000	59,019	14.1%	7
EL FRAILE	2,011	13,680	8,195	17.4%	6
GUALACA	2,012	87,650	50,890	15.7%	6
LAGUNA	2,014	24,500	9,254	13.9%	8
LA HUACA	2,012	12,625	5,493	14.9%	7
LAS CRUCES	2,014	24,000	8,934	13.8%	8
LORENA	2,011	117,560	78,820	19.6%	4
LOS ESTRECHOS	2,014	27,000	5,504	12.3%	11
MENDRE 2	2,012	20,010	19,198	20.5%	5
MONTE LIRIO	2,013	123,960	36,177	12.9%	8
OJO DE AGUA	2,014	16,418	12,918	20.5%	7
PANDO	2,013	75,387	86,334	20.6%	5
PEDREGALITO	2,011	40,000	36,887	21.9%	4
PEDREGAL 2	2,011	28,600	18,466	16.5%	5
PERLAS NORTE	2,012	20,000	25,947	24.5%	4
PERLAS SUR	2,012	20,000	24,931	23.5%	4
PLANETAS I	2,011	15,500	4,483	13.5%	7
PLANETAS 2	2,014	7,826	8,166	22.2%	5
POTRERILLOS	2,014	8,445	9,251	21.9%	5
PRUDENCIA	2,011	194,780	50,740	12.7%	7
REMIGIO ROJAS	2,013	19,290	9,451	15.1%	6
RP490	2,013	45,000	-13,493	5.6%	13
SAN ANDRES	2,013	22,500	7,660	13.8%	8
SAN LORENZO	2,014	25,900	2,388	10.7%	9
SANTA MARIA 82	2,014	57,260	-1,604	9.2%	10
EL SINDIGO	2,013	22,000	17,014	18.0%	6
TABASARA	2,016	80,070	44,187	15.1%	7
TIZINGAL	2,013	11,600	14,787	23.0%	4
TERMICOS					
CB 250 a	2,018	412,500	56,463	11.0%	9
CB 250 b	2,020	412,500	60,605	11.1%	9
CB 250 c	2,022	412,500	68,659	11.4%	8
CB 250 d	2,023	412,500	65,039	11.3%	8
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2,013	225,000	274,529	24.4%	4

En los cuadros adjuntos se presentan los resultados por Proyecto.

CUADRO No. A6.10: **Caso REGMHTCB11F. Resumen de los Análisis de Riesgos de los Proyectos considerando una proyección de Combustible Alto**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPN (k$)	TIR	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2,015	97,997	-46,109	4.6%	14
BAJO TOTUMA	2,013	12,500	3,198	15.8%	6
BAITUN	2,012	190,808	17,372	13.3%	7
BAJO FRIO	2,013	165,000	-62,859	6.3%	12
BARTOLO	2014	37000	-2,260	11.1%	9
BAJO MINA	2,011	150,000	-46,776	6.4%	11
BONYIC	2,013	75,120	6,938	13.3%	7
BURICA	2,014	140,000	5,448	10.4%	9
CALDERA	2,013	8,800	-1,086	10.3%	9
CAÑAZAS	2,014	14,850	-2,004	10.0%	9
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2,011	389,000	187,099	18.4%	4
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2,016	550,000	-39,042	10.9%	8
COCHEA	2,012	36,000	7,864	15.4%	6
EL ALTO	2,013	141,000	-14,794	10.5%	9
EL FRAILE	2,011	13,680	468	12.5%	8
GUALACA	2,012	87,650	-5,028	11.2%	8
LAGUNA	2,014	24,500	-2,355	10.6%	9
LA HUACA	2,012	12,625	-683	11.2%	9
LAS CRUCES	2,014	24,000	-2,369	10.5%	9
LORENA	2,011	117,560	13,152	13.7%	6
LOS ESTRECHOS	2,014	27,000	-9,128	7.0%	12
MENDRE 2	2,012	20,010	3,960	14.9%	6
MONTE LIRIO	2,013	123,960	-19,567	9.8%	9
OJO DE AGUA	2,014	16,418	-1,332	10.8%	8
PANDO	2,013	75,387	17,584	15.0%	6
PEDREGALITO	2,011	40,000	8,381	15.5%	6
PEDREGAL 2	2,011	28,600	454	12.2%	7
PERLAS NORTE	2,012	20,000	7,298	17.3%	5
PERLAS SUR	2,012	20,000	6,690	16.8%	6
PLANETAS I	2,011	15,500	-1,557	10.3%	9
PLANETAS 2	2,014	7,826	2,642	17.5%	8
POTRERILLOS	2,014	8,445	2,118	15.5%	7
PRUDENCIA	2,011	194,780	-33,593	9.3%	9
REMIGIO ROJAS	2,013	19,290	-1,309	11.0%	8
RP490	2,013	45,000	-19,571	4.7%	14
SAN ANDRES	2,013	22,500	-2,397	10.3%	9
SAN LORENZO	2,014	25,900	-10,212	6.3%	12
SANTA MARIA 82	2,014	57,260	-18,038	7.4%	11
EL SINDIGO	2,013	12,144	2,074	13.3%	8
TABASARA II	2,016	80,070	-4,369	11.3%	8
TIZINGAL	2,013	11,600	3,878	16.6%	6
TERMICOS					
CB 250 a	2,018	412,500	-151,618	6.0%	12
CB 250 b	2,020	412,500	-155,671	6.0%	12
CB 250 c	2,022	412,500	-151,459	6.1%	12
CB 250 d	2,023	412,500	-152,627	6.0%	12
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2,013	225,000	70,826	16.9%	5

En los anexos pertinentes se presentan los resultados por Proyecto.

CUADRO No. A6.11: **Caso REGMHTCB11F. Resumen de los Análisis de Riesgos del Inversionista considerando una proyección de Combustible Alto**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPN (k$)	TIR	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2015	97,997	-23,124	4.7%	18
BAJOS DE TOTUMA	2013	12,500	7,842	35.5%	3
BAITUN	2012	190,808	55,954	22.3%	4
BAJO FRIO	2013	165,000	-22,196	7.9%	14
BARTOLO	2014	37,000	5,084	17.5%	7
BAJO MINA	2011	150,000	3,043	12.8%	8
BONYIC	2013	75,120	25,461	21.7%	4
BURICA	2014	140,000	24,978	18.1%	8
CALDERA	2013	8,800	2,167	19.5%	5
CAÑAZAS	2014	14,850	3,512	20.3%	5
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2011	389,000	270,895	31.1%	2
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2016	550,000	73,458	16.2%	6
COCHEA	2012	36,000	16,181	29.3%	3
EL ALTO	2013	141,000	19,124	15.9%	7
EL FRAILE	2011	13,680	3,365	21.4%	4
GUALACA	2012	87,650	17,092	17.4%	5
LAGUNA	2014	24,500	6,745	21.4%	5
LA HUACA	2012	12,625	4007	24.2%	4
LAS CRUCES	2014	24,000	6,546	21.3%	5
LORENA	2011	117,560	42,347	24.4%	3
LOS ESTRECHOS	2014	27,000	692	12.8%	8
MENDRE 2	2012	20,010	8,597	26.3%	4
MONTE LIRIO	2013	123,960	10,882	14.5%	7
OJO DE AGUA	2014	16,418	4,639	20.8%	4
PANDO	2013	75,387	36,169	24.7%	4
PEDREGALITO	2011	40,000	17,673	31.7%	2
PEDREGAL 2	2011	28,600	7,503	20.0%	4
PERLAS NORTE	2012	20,000	11,933	32.6%	3
PERLAS SUR	2012	20,000	14,118	36.3%	3
PLANETAS I	2011	15,500	2,061	17.8%	5
PLANETAS 2	2014	7,826	3,106	18.7%	6
POTRERILLOS	2014	8,445	4,012	26.8%	4
PRUDENCIA	2011	194,780	16,919	15.1%	6
REMIGIO ROJAS	2013	19,290	5,509	21.0%	4
RP490	2013	45,000	-3,671	9.1%	10
SAN ANDRES	2013	22,500	1,829	14.6%	8
SAN LORENZO	2014	25,900	-4,043	7.6%	14
SANTA MARIA 82	2014	57,260	-4,634	9.9%	10
EL SINDIGO	2013	22,000	7,208	22.0%	5
TABASARA	2016	80,070	15,367	16.9%	6
TIZINGAL	2013	11,600	8,187	34.3%	3
TERMICOS					
CB 250 a	2018	412,500	-70,877	7.27%	14
CB 250 b	2020	412,500	-75,898	6.92%	14
CB 250 c	2022	412,500	-70,479	7.21%	14
CB 250 d	2,023	412,500	-71,929	7.1%	14
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2013	225,000	104,826	26.9%	4

En los cuadros adjuntos se presentan los resultados por Proyecto.

CUADRO No. A6.12: **Caso REGMHTCB11F. Resumen de los Análisis de Riesgo Económico de los Proyectos considerando una proyección de Combustible Alto**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPNE (k$)	TIRE	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2,015	97,997	-29,443	5.5%	14
BAJOS DE TOTUMA	2,013	12,500	14,155	22.8%	4
BAITUN	2,012	190,808	167,268	19.0%	5
BAJO FRIO	2,013	165,000	-21,007	8.1%	11
BARTOLO	2,014	37,000	17,031	15.1%	7
BAJO MINA	2,011	150,000	22,594	11.5%	9
BONYIC	2,013	75,120	67,581	18.7%	5
BURICA	2,014	140,000	82,049	16.9%	8
CALDERA	2,013	8,800	3,476	13.8%	7
CAÑAZAS	2,014	14,850	5,005	13.3%	8
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2,011	389,000	689,167	26.4%	3
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2,016	550,000	261,374	14.8%	7
COCHEA	2,012	36,000	36,183	21.4%	4
EL ALTO	2,013	141,000	65,064	14.3%	7
EL FRAILE	2,011	13,680	8,984	18.0%	5
GUALACA	2,012	87,650	54,093	15.9%	5
LAGUNA	2,014	24,500	10,305	14.2%	8
LA HUACA	2,012	12,625	6,167	15.4%	7
LAS CRUCES	2,014	24,000	9,976	14.1%	8
LORENA	2,011	117,560	80,539	20.1%	4
LOS ESTRECHOS	2,014	27,000	6,423	12.7%	11
MENDRE 2	2,012	20,010	20,393	21.0%	5
MONTE LIRIO	2,013	123,960	39,975	13.2%	8
OJO DE AGUA	2,014	16,418	13,642	20.7%	7
PANDO	2,013	75,387	90,060	20.8%	4
PEDREGALITO	2,011	40,000	41,253	23.5%	4
PEDREGAL 2	2,011	28,600	20,455	17.2%	5
PERLAS NORTE	2,012	20,000	27,311	25.0%	4
PERLAS SUR	2,012	20,000	26,250	23.9%	4
PLANETAS I	2,011	15,500	5,593	14.5%	6
PLANETAS 2	2,014	7,826	8,530	22.2%	5
POTRERILLOS	2,014	8,445	9,699	21.8%	5
PRUDENCIA	2,011	194,780	59,206	13.2%	7
REMIGIO ROJAS	2,013	19,290	10,286	15.3%	7
RP490	2,013	45,000	-12,559	5.9%	13
SAN ANDRES	2,013	22,500	8,615	14.1%	8
SAN LORENZO	2,014	25,900	3,294	11.1%	9
SANTA MARIA 82	2,014	57,260	-28	9.5%	10
EL SINDIGO	2,013	22,000	17,872	18.1%	6
TABASARA	2,016	80,070	48,539	15.3%	7
TIZINGAL	2,013	11,600	15,377	23.2%	4
TERMICOS					
CB 250 a	2,018	412,500	8,681	9.7%	9
CB 250 b	2,020	412,500	959	9.5%	10
CB 250 c	2,022	412,500	7,759	9.7%	9
CB 250 d	2,023	412,500	432	9.5%	9
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2,013	225,000	285,800	24.7%	4

En los cuadros adjuntos se presentan los resultados por Proyecto.

Tomo II
Anexo 7

Metodología del Modelo Optgen y Metodología del Modelo SDDP

OPTGEN – MANUAL DE METODOLOGÍA

Versión 5.0

Enero de 2009

Tabla de Contenido

1 OBJETIVO 4

2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 5

2.1 Objetivo 5
2.2 Breve descripción del sistema y de las variables y restricciones representadas 5
2.3 Diccionario de variables 6
2.3.1 Conjuntos 6
2.3.2 Índices 7
2.3.3 Constantes 7
2.3.4 Variables 8
2.3.5 Notación 8
2.4 Formulación 8

3 METODOLOGÍA DE DESCOMPOSICIÓN 12

3.1 Planteamiento del problema determinístico 12
3.2 Características de la función $w(x)$ 13
3.3 Cálculo del problema de inversión aproximado 14
3.4 Algoritmo de descomposición 14
3.5 Interpretación geométrica del algoritmo 15
3.6 Expresión alternativa para el problema aproximado de inversión 16

4 APLICACIÓN AL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN 18

4.1 Aplicación de la metodología de descomposición 18
4.1.1 Problema Operativo 18
4.1.2 Cálculo del Corte de Benders 19
4.1.3 Problema aproximado de expansión 21

5 CRITERIO DE VALOR ESPERADO 23

6 ASPECTOS ADICIONALES DE MODELACIÓN 25

6.1 Tasa de interés y calculo de los costos de inversión 25
6.1.1 Cálculo de los costos de las decisiones de inversión 25
6.1.2 Entendiendo el archivo outdisbu.csv 28
6.2 Restricciones de proyectos asociados 29
6.3 Restricciones de precedencia entre proyectos 30
6.4 Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos 30
6.5 Proyectos de refuerzo 31
6.5.1 Cálculo del corte de Benders para proyectos de refuerzo 31
6.6 Cronograma de entrada de máquinas 32
6.7 Cálculo de los costos de referencia 33

6.8 Cálculo del costo operativo unitario de las centrales térmicas 34
6.9 Restricciones de emisión en las centrales térmicas 34
6.10 Restricciones de disponibilidad de combustible para las centrales térmicas 35
7 BIBLIOGRAFÍA 36

1 OBJETIVO

Este informe contiene el Manual de Metodología del modelo Optgen©, herramienta computacional de la PSR para la planificación de la expansión de la generación y interconexiones de sistemas de energía.

En el capítulo 2 se plantea el problema de expansión en todos sus detalles. En el capítulo 3 se presenta la teoría de la metodología de solución utilizada, que se basa en la técnica de descomposición. Con el objetivo de simplificar y sin pérdida de generalidad se asume en el desarrollo de éste capítulo un problema determinístico. A continuación, en el capítulo 4 se aplica esta metodología al problema de expansión en el caso determinístico. Finalmente en el capítulo 5 se extienden los conceptos de la metodología para el caso estocástico.

2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 Objetivo

El objetivo del Optgen es determinar el cronograma de inversión de mínimo costo − suma de los costos de inversión más el valor esperado de los costos de operación − para la construcción de nuevos generadores hidroeléctricos y/o térmicos y líneas de interconexión entre sistemas.

El valor esperado de los costos operativos se calcula teniendo en cuenta diversos escenarios hidrológicos para cada uno de los cuales se realiza una optimización determinística y los resultados se ponderan de acuerdo a la probabilidad asociada a cada escenario.

El modelo lleva en cuenta para cada escenario hidrológico, restricciones operativas tales como el suministro de la demanda, restricciones de balance hídrico en embalses y centrales de pasada en cascada, capacidades máximas y mínimas de generación, capacidad de almacenamiento en los embalses y límites de transmisión entre regiones.

También se representan las restricciones de inversión tales como fechas mínimas y máximas para la toma de decisión de los proyectos y los conjuntos de proyectos asociados o mutuamente exclusivos.

2.2 Breve descripción del sistema y de las variables y restricciones representadas

El sistema existente se compone de un conjunto H de centrales hidroeléctricas e de un conjunto I de centrales térmicas ubicadas en una de las N regiones o subsistemas. Cada subsistema tiene una demanda de energía y existen líneas de interconexión entre cada subsistema que permiten hacer intercambios de energía. Un subconjunto de estas centrales hidros y térmicas y de estas líneas de interconexión compone el sistema existente; las otras forman el conjunto de proyectos candidatos J. Para cada etapa t y para cada proyecto j se asocia una variable de decisión $x(t,j)$. La variable $x(t,j)$ es una variable entera binaria que asume el valor 1 si se decide la construcción del proyecto j en la etapa t, y es igual a cero en el caso contrario.

Asociadas a estas decisiones de inversión existe un conjunto de restricciones que son consideradas por el modelo:

- Fechas de decisión mínimas y máximas;
- Restricciones de proyectos obligatorios;
- Restricciones de proyectos opcionales;
- Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos;
- Restricciones de proyectos asociados;
- Restricciones de capacidad instalada mínima.

Para efectos de simplificar la notación y sin pérdida de generalidad se hacen algunos supuestos:

- Todas las centrales hidroeléctricas tienen embalses; las centrales de pasada se representan como embalses con capacidad de almacenamiento nula;

- La demanda es constante a lo largo de toda la etapa (en realidad, el modelo permite representar hasta cinco bloques de demanda);
- Se representa un único escenario hidrológico (en realidad, el modelo permite representar varios escenarios hidrológicos siendo que cada uno tiene una probabilidad de ocurrencia definida por el usuario).

Las variables de decisión operativa se refieren al despacho de los generadores y son básicamente: $g(t,i)$ que representa la generación de la térmica i en la etapa t; $v(t,i)$ el volumen almacenado al final de la etapa t en el embalse i; $q(t,i)$ el volumen de agua turbinado en la etapa t por la central hidroeléctrica i; $s(t,i)$ el volumen de agua vertido en la etapa t por la central i; y, finalmente, $f(t,k)$ que representa el intercambio de energía en la etapa t por la línea de interconexión k. Dado que las líneas de interconexión entre regiones pueden tener capacidades y/o factores de pérdidas diferentes dependiendo del sentido del flujo, se optó en esta formulación por caracterizar una línea de interconexión como siendo un flujo de un único sentido, a partir del sistema origen $n_o(k)$ hacia su sistema destino $n_d(k)$.

Estas decisiones de operación están sujetas al siguiente conjunto de restricciones:

- Ecuaciones de balance hídrico;
- Restricciones de suministro a la demanda;
- Restricciones de emisión: de (óxidos de nitrógeno) NO_x, (dióxido de carbono) CO_2 y (óxido de azufre) SO_2;
- Restricciones de consumo de combustible;
- Límites operativos.

2.3 Diccionario de variables

2.3.1 Conjuntos

T	conjunto de etapas del período de estudio
N	conjunto de subsistemas o regiones
J_1	conjunto de proyectos obligatorios
J_2	conjunto de proyectos opcionales
J	conjunto de proyectos, $J = J_1 \cup J_2$
$J_3(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de proyectos mutuamente exclusivos
$J_4(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de proyectos asociados
$J_5(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de capacidad instalada mínima
$J_6(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de precedencia. El orden en que aparecen los proyectos en este conjunto define la relación de precedencia
I	conjunto de generadores térmicos, $I = \mid I \mid$ es el tamaño del conjunto I
I_n	conjunto de generadores térmicos del subsistema n
H	conjunto de generadores hidroeléctricos, $H = \mid H \mid$ es el tamaño del conjunto H
H_n	conjunto de generadores hidroeléctricos del subsistema n
K	conjunto de líneas de interconexión entre subsistemas
$E_1(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la l-ésima restricción de emisión de

	NO_x
$E_2(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la *l*-ésima restricción de emisión de SO_2
$E_3(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la *l*-ésima restricción de emisión de CO_2
$F(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan de la *l*-ésima restricción de disponibilidad de combustible
$MT(i)$	conjunto de centrales hidroeléctricas directamente aguas arriba para turbinamiento de la central *i*
$MV(i)$	conjunto de centrales hidroeléctricas directamente aguas arriba para vertimiento de la central *i*

2.3.2 Índices

t	indexa las etapas, conjunto T
j	indexa los proyectos candidatos, conjunto J
i	indexa los generadores, conjuntos I o H
k	indexa las interconexiones, conjunto K
n	indexa los subsistemas o regiones, conjunto N
f	indexa los combustibles, conjunto F
l	indexa restricciones en general

2.3.3 Constantes

N_3	número de conjuntos de proyectos mutuamente exclusivos
N_4	número de conjuntos de proyectos asociados
N_5	número de restricciones de capacidad instalada mínima
N_6	número de restricciones de precedencia
NE_1	número de restricciones de emisión de NO_x
NE_2	número de restricciones de emisión de SO_2
NE_3	número de restricciones de emisión de CO_2
NF	número de restricciones de consumo del combustible
$c(t,j)$	valor presente del costo de inversión del proyecto *j* en la etapa *t*
$\underline{t}(j)$	fecha mínima para la decisión del proyecto *j*
$\overline{t}(j)$	fecha máxima para la decisión del proyecto *j*
$\underline{\tau}(l)$	etapa inicial de la *l*-ésima restricción de capacidad instalada mínima
$\overline{\tau}(l)$	etapa final de la *l*-ésima restricción de capacidad instalada mínima
$w(j)$	capacidad instalada del proyecto *j*
$\underline{w}(l)$	valor de la *l*-ésima restricción de capacidad instalada mínima
$d(t,i)$	valor presente del costo operativo del generador *i* en la etapa *t*
$a(t,i)$	caudal lateral afluente al embalse *i* en la etapa *t*
$\rho(i)$	factor de producción promedio de la central hidroeléctrica *i*
$n_o(k)$	sistema origen de la línea de interconexión *k*
$n_d(k)$	sistema destino de la línea de interconexión *k*
$p(k)$	pérdida asociada a la línea de interconexión *k*
$\overline{f}(k)$	límite de flujo en la línea de interconexión *k* en la etapa *t*

$\overline{g}(i)$	capacidad de generación de la térmica *i* en la etapa *t*
$\overline{v}(i)$	capacidad de almacenamiento máximo en el embalse *i* en la etapa *t*
$\overline{q}(i)$	capacidad de turbinamiento máximo en el embalse *i* en la etapa *t*
$v_0(i)$	volumen inicial en el embalse *i* en la etapa *t*
D(*t*,*n*)	demanda en la etapa *t* en el subsistema *n*
HR(*i*)	consumo específico de la central térmica *i*
e(*i*,1)	factor de emisión de NO_x de la central térmica *i*
e(*i*,2)	factor de emisión de SO_2 de la central térmica *i*
e(*i*,3)	factor de emisión de CO_2 de la central térmica *i*
fuel(*i*)	indica el combustible de la central térmica *i*
ECnt(*f*)	poder calórico del combustible *f*
$E_1(t,l)$	límite de emisión de la *l*-ésima restricción de emisión de NO_x en la etapa *t*
$E_2(t,l)$	límite de emisión de la *l*-ésima restricción de emisión de SO_2 en la etapa *t*
$E_3(t,l)$	límite de emisión de la *l*-ésima restricción de emisión de CO_2 en la etapa *t*
F(*t*,*l*)	límite de disponibilidad del combustible en la *l*-ésima restricción de consumo de combustible en la etapa *t*

2.3.4 Variables

x(*t*,*j*)	variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto *j* en la etapa *t*
g(*t*,*i*)	generación del generador *i* en la etapa *t*
f(*t*,*k*)	flujo de energía en la línea *k* en la etapa *t*
v(*t*,*i*)	volumen final en el embalse *i* en la etapa *t*
q(*t*,*i*)	volumen turbinado en el embalse *i* en la etapa *t*
s(*t*,*i*)	volumen vertido en el embalse *i* en la etapa *t*

2.3.5 Notación

y(*j*)	suma de las variables de decisión asociadas al proyecto *j* durante el intervalo de fechas permitidas $[\underline{t}(j),\overline{t}(j)]$	$y(j) = \sum_{t=\underline{t}(j)}^{\overline{t}(j)} x(t,j)$
y(*t*,*j*)	suma de las variables de decisión asociadas al proyecto *j* hasta la etapa *t*	$y(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^{t} x(\tau,j),\ t \in T$

2.4 Formulación

El problema de planificación de la expansión de la generación y la transmisión se plantea como un problema de programación matemática donde la función objetivo es:

$$\text{Min} \quad \sum_{t\in \mathrm{T}} \sum_{j\in \mathrm{J}} c(t,j) \times x(t,j) + \sum_{t\in \mathrm{T}} \sum_{i\in \mathrm{I}} d(t,i) \times g(t,i), \qquad (2.1)$$

sujeto a restricciones como:

Fechas de decisión mínimas y máximas:

$$x(t,j) = 0, \qquad \forall\ t \notin [\underline{t}(j), \overline{t}(j)]$$

Restricciones de proyectos obligatorios:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\overline{t}(j)} x(t,j) = 1, \qquad \forall\ j \in \mathrm{J}_1$$

Restricciones de proyectos opcionales:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\overline{t}(j)} x(t,j) \leq 1, \qquad \forall\ j \in \mathrm{J}_2$$

Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos:

$$\sum_{j \in \mathrm{J}_3(l)} y(j) \leq 1, \qquad l = 1, ..., \mathrm{N}_3$$

Restricciones de proyectos asociados:

$$y(j_1) = y(j_2), \qquad \forall\ j_1, j_2 \in \mathrm{J}_4(l),\ l = 1, ..., \mathrm{N}_4$$

Restricciones de capacidad instalada mínima:

$$\sum_{t=\underline{\tau}(l)}^{\overline{\tau}(l)} \sum_{j \in \mathrm{J}_5(l)} w(j) \times x(t,j) \geq \underline{w}(k), \qquad l = 1, ..., \mathrm{N}_5$$

Restricciones de precedencia:

$$y(t,j_{i+1}) - y(t,j_i) \geq 0, \qquad \forall\ j_i \in \mathrm{J}_6(l),\ \forall\ t \in \mathrm{T},\ l = 1, ..., \mathrm{N}_6$$

Ecuaciones de balance hídrico:

$$v(t,i) - v(t-1,i) + q(t,i) + s(t,i) - \sum_{j \in \mathrm{MT}(i)} q(t,j) - \sum_{j \in \mathrm{MV}(i)} s(t,j) = a(t,i),$$

$$\forall\ t \in \mathrm{T},\ \forall\ i \in \mathrm{H}$$

Restricciones de suministro a la demanda:

$$\sum_{i\in \mathrm{I_n}} g(t,i) + \sum_{i\in \mathrm{H_n}} \rho(i)\times q(t,i) - \sum_{k\in \mathrm{K}|n_o(k)=n} f(t,k) + \sum_{k\in \mathrm{K}|n_d(k)=n} (1-p(k))\times f(t,k) = D(t,n),$$

$$\forall\ t \in \mathrm{T},\ \forall\ n \in \mathrm{N}$$

Restricciones de emisión:

$$\sum_{i\in \mathrm{E_1}(l)} e(i,1)\times g(t,i) \le \mathrm{E_1}(t,l), \qquad \forall\ t \in \mathrm{T},\ l=1,\ \ldots,\ \mathrm{NE_1}$$

$$\sum_{i\in \mathrm{E_2}(l)} e(i,2)\times g(t,i) \le \mathrm{E_2}(t,l), \qquad \forall\ t \in \mathrm{T},\ l=1,\ \ldots,\ \mathrm{NE_2}$$

$$\sum_{i\in \mathrm{E_3}(l)} e(i,3)\times g(t,i) \le \mathrm{E_3}(t,l), \qquad \forall\ t \in \mathrm{T},\ l=1,\ \ldots,\ \mathrm{NE_3}$$

Restricciones de disponibilidad de los combustibles:

$$\sum_{i\in \mathrm{F}(l)} \frac{\mathrm{HR}(i)\times \mathrm{g}(t,i)}{\mathrm{ECnt}(\mathrm{fuel}(i))} \le \mathrm{F}(t,l), \qquad \forall\ t \in \mathrm{T},\ l=1,\ \ldots,\ \mathrm{NF}$$

Límites operativos:

$$g(t,i) \le \overline{g}(i), \qquad \forall\ i \in \mathrm{I} \mid i \notin \mathrm{J}$$

$$g(t,i) - \overline{g}(i)\times y(t,i) \le 0, \qquad \forall\ i \in \mathrm{I} \mid i \in \mathrm{J}$$

$$v(t,i) \le \overline{v}(i), \qquad \forall\ i \in \mathrm{H} \mid i \notin \mathrm{J}$$

$$v(t,i) - \overline{v}(i)\times y(t,i) \le 0, \qquad \forall\ i \in \mathrm{H} \mid i \in \mathrm{J}$$

$$q(t,i) \le \overline{q}(i), \qquad \forall\ i \in \mathrm{H} \mid i \notin \mathrm{J}$$

$$q(t,i) - \overline{q}(i)\times y(t,i) \le 0, \qquad \forall\ i \in \mathrm{H} \mid i \in \mathrm{J}$$

$$f(t,i) \le \overline{f}(i), \qquad \forall\ i \in \mathrm{K} \mid i \notin \mathrm{J}$$

$$f(t,i) - \overline{f}(i)\times y(t,i) \le 0, \qquad \forall\ i \in \mathrm{K} \mid i \in \mathrm{J}$$

Restricciones de volumen inicial:

$$v(0,i) = v_0(i), \qquad \forall\ i \in \mathrm{H}$$

Restricciones de integridad de las variables de decisión:

$$x(t,j) \in \{0,1\}, \qquad \forall\ t \in \mathrm{T},\ \forall\ j \in \mathrm{J}$$

Como se puede observar este es un problema entero mixto de gran escala. El número de variables enteras depende del número de proyectos considerados y del horizonte del estudio. El número de variables continuas y restricciones también puede ser muy grande dependiendo de la dimensión del problema: número de subsistemas o regiones, número de centrales hidroeléctricas, térmicas e interconexiones. El problema se torna más complejo cuando se considera la estructura de la demanda por bloques, pues el número de variables y restricciones aumenta.

Sin embargo se observa que el problema tiene una estructura de bloques:

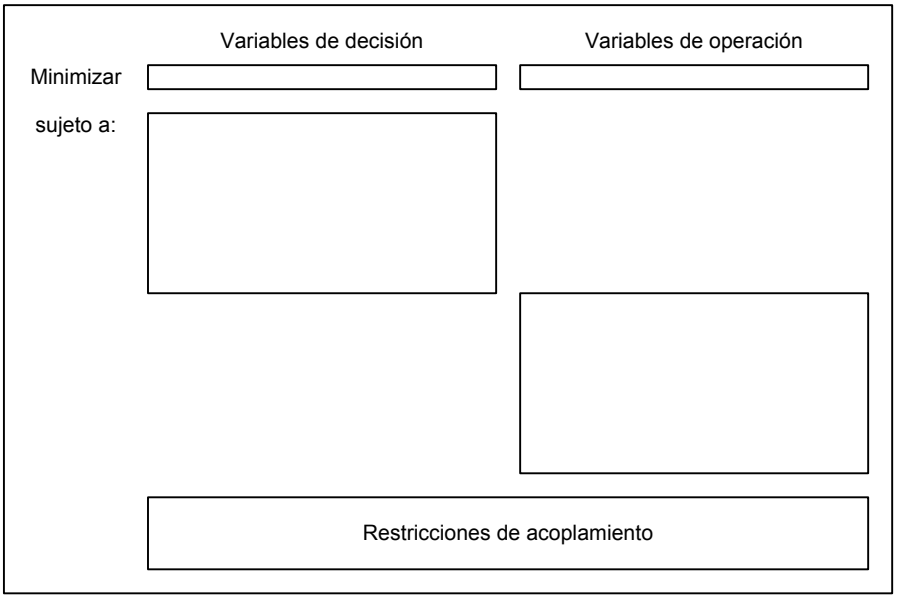


Figura 2.1 – Estructura en bloques del problema de expansión

Esta estructura sugiere el uso de técnicas de descomposición. En este modelo se aplica el algoritmo de descomposición de Benders que se explica en el capítulo siguiente.

3 METODOLOGÍA DE DESCOMPOSICIÓN

3.1 Planteamiento del problema determinístico

El problema de expansión de la generación e interconexión de un sistema de energía (2.1) se puede plantear de la siguiente manera:

$$\text{Min} \quad z(x) = c(x) + w(x) \tag{3.1}$$

$$\text{s a} \quad x \in X$$

La matriz de variables binarias $x = (x(t,j))$ representa las decisiones de inversión. Como fue definido en el capítulo anterior $x(t,j) = 1$ indica que el proyecto j va a ser construido en la etapa t.

El conjunto X representa las decisiones de inversión factibles, esto es, que atienden a las restricciones de capacidad instalada mínima, restricciones de proyectos asociados y exclusivos, etc.

Finalmente, las funciones $c(x)$ y $w(x)$ representan respectivamente los costos de inversión y operación asociados a la alternativa de expansión x, como se muestra en la Figura 3.1.

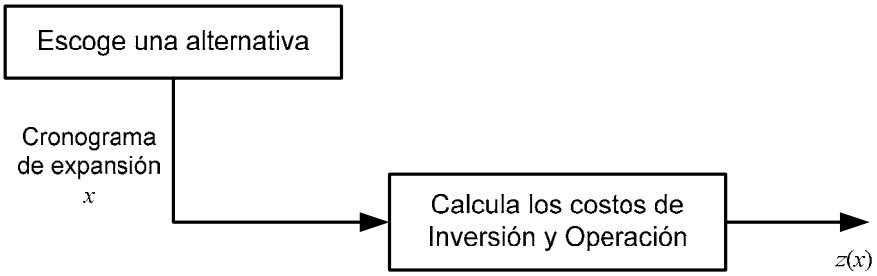


Figura 3.1 - Proceso de Planeación - Un Escenario

El proceso de optimización se ilustra en la Figura 3.2.

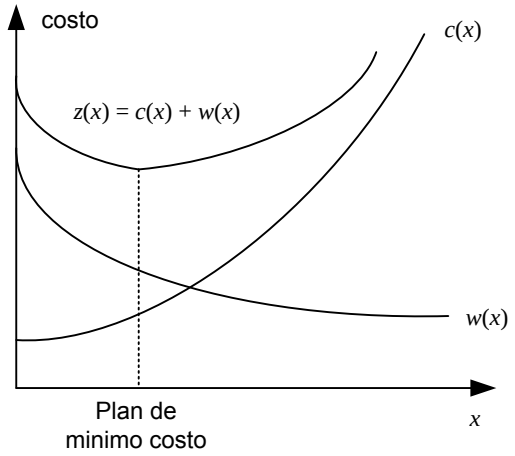


Figura 3.2 - Proceso de Optimización Determinístico

Se observa que la función de costo de inversión $c(x)$ es conocida, mientras la función operativa $w(x)$ se representa de manera indirecta como la solución del problema operativo.

$$\begin{aligned} w(x) = \text{Min} \quad & dy \\ \text{s a} \quad & F\,y \geq h - E\,x \\ & y \geq 0 \end{aligned} \tag{3.2}$$

donde el vector y representa las variables operativas (volúmenes almacenados, turbinados y vertidos, generación térmica, déficit etc.). Las restricciones $Fy \geq h - Ex$ representan las ecuaciones operativas (balance hídrico, suministro a la demanda y límites de generación e interconexión entre sistemas).

La metodología de solución adoptada en el Optgen, conocida como descomposición de Benders, construye la función $w(x)$ a partir de la solución iterativa de una aproximación del problema de expansión (3.1) y del problema operativo (3.2).

3.2 Características de la función *w(x)*

El problema (3.2) es un modelo de optimización de programación lineal (LP). De la teoría LP, el Dual se formula como:

$$\begin{aligned} w(x) = \text{Max} \quad & \pi\,(h - E\,x) \\ \text{s a} \quad & \pi\,F \leq d \\ & \pi \geq 0 \end{aligned} \tag{3.3}$$

De la teoría de programación lineal se puede afirmar que las soluciones óptimas del problema dual (3.3) y del problema operativo (3.2), conocido como primal, tienen el mismo valor. Además, las variables duales π corresponden al vector de multiplicadores simplex asociados a las restricciones del problema primal (3.2) en la solución óptima.

Sea $\Pi = \{\pi^i,\ i = 1, ..., r\}$ el conjunto de soluciones básicas viables del problema dual (3.3). Se observa que este conjunto no depende de la decisión de inversión x. Por lo tanto, se podría obtener la solución óptima del dual por enumeración:

$$w(x) = \text{Max}\ \{\pi^i\,(h - Ex),\ \pi^i \in \Pi\} \tag{3.4}$$

El problema (3.4) puede ser escrito de manera equivalente como

$$\begin{aligned} w(x) = \text{Min} \quad & \alpha \\ \text{s a} \quad & \alpha \geq \pi^1\,(h - E\,x) \\ & \alpha \geq \pi^2\,(h - E\,x) \\ & \cdots \\ & \alpha \geq \pi^r\,(h - E\,x) \end{aligned} \tag{3.5}$$

donde α es una variable escalar no restricta (positiva o negativa). En efecto, dado que α debe exceder cada una de las restricciones $\alpha \geq \pi^i (h - Ex)$, debe en particular exceder el máximo de estos valores. Como el objetivo es minimizar α, resulta que ésta será igual a $\text{Max}\{\pi^i (h - Ex)\}$. Así queda demostrada la equivalencia con la formulación (3.4).

La ventaja de la formulación (3.5) es que caracteriza la función $w(x)$ como siendo una función lineal por partes, como se ilustra en la Figura 3.3:

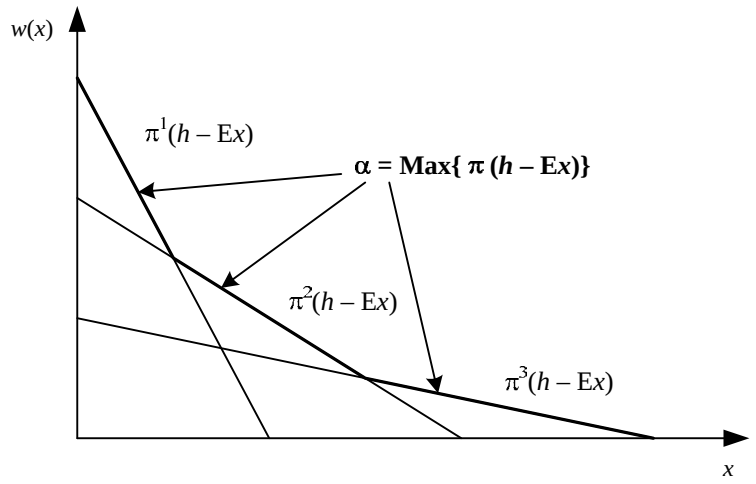


Figura 3.3 - Gráfico de la función $w(x)$

3.3 Cálculo del problema de inversión aproximado

Substituyendo la expresión (3.5) en el problema de expansión (3.1), se obtiene:

$$\begin{aligned} &\text{Min} && c(x) + \alpha && && (3.6)\\ &\text{s a} && \alpha \geq \pi^i (h - E\,x), && i = 1, ..., r \\ & && x \in X \end{aligned}$$

El número de restricciones $\alpha \geq \pi^i (h - Ex)$ en el problema (3.6) puede ser muy elevado. Sin embargo, sólo algunas de estas restricciones estarán activas (esto es, atendidas en la igualdad) en la solución óptima; las demás pueden ser relajadas sin afectar la solución.

El algoritmo de descomposición de Benders, presentado a continuación, se basa en la relajación del problema (3.6) y en la generación de las restricciones $\alpha \geq \pi^i (h - Ex)$ a partir de la solución del problema operativo (3.2).

3.4 Algoritmo de descomposición

1. Inicialice : número de iteraciones $\nu = 0$; límite superior $\bar{z} = +\infty$; tolerancia para convergencia ξ (dato de entrada)
2. Actualice el número de iteraciones $\nu = \nu + 1$ y resuelva el problema aproximado de inversión:

$$z = \quad \text{Min} \quad c\,x + \alpha \qquad (3.7)$$
$$\text{s a} \quad \alpha \geq \pi^{\mu}\,(h - E\,x),\ \mu = 1, ..., \nu-1$$
$$x \in X$$

3. Sea $\{x^{\nu},\alpha^{\nu}\}$ la solución óptima de (3.7). Dado que este problema es una relajación del problema original (3.6), su valor óptimo es un límite inferior del óptimo original. Calcule el límite inferior $\underline{z}$:

$$\underline{z} = c\,x^{\nu} + \alpha^{\nu} \qquad (3.8)$$

4. Resuelva el problema operativo:

$$w(x^{\nu}) = \text{Min} \quad dy \qquad (3.9)$$
$$\text{s a} \quad F\,y \geq h - E\,x^{\nu}$$
$$y \geq 0$$

5. Sea y^{ν} la solución óptima de (3.9). El conjunto (x^{ν},y^{ν}) es una solución factible del problema original (3.6), pero no necesariamente la solución óptima. Dado que el costo de una solución factible es por definición superior al costo de la solución óptima, el valor

$$\overline{z} = \text{Min}\,\{\overline{z},\ c\,x^{\nu} + d\,y^{\nu}\} \qquad (3.10)$$

es un límite superior de la solución óptima del problema original.

6. Si $\overline{z} - \underline{z} \leq \xi$, el problema está resuelto; la solución asociada a $\overline{z}$ es una solución ξ-óptima. En caso contrario, genere la siguiente restricción lineal, conocida como corte de Benders:

$$\alpha \geq \pi^{\nu}\,(h - E\,x) \qquad (3.11)$$

donde π^{ν} es el vector de multiplicadores simplex asociado a las restricciones del problema operativo (3.9), y regrese al paso 2.

3.5 Interpretación geométrica del algoritmo

A partir de la igualdad de las soluciones primal y dual del problema operativo (3.3) se puede obtener una manera alternativa para escribir los cortes de Benders, como ilustrada a continuación:

$$w(x^{*}) = \pi^{*}\,(h - E\,x^{*}) \qquad (3.12)$$

De donde se tiene una expresión para $\pi^{*}\,h$:

$$\pi^{*}\,h = w(x^{*}) + \pi^{*}\,E\,x^{*} \qquad (3.13)$$

Substituyendo (3.13) en la expresión del corte de Benders $\alpha \geq \pi^* (h - Ex)$, se obtiene:

$$\alpha \geq w(x^*) - \pi^* E (x - x^*) \tag{3.14}$$

Se puede llegar a esta expresión alternativa del corte de Benders, mediante otra deducción. Considere la función:

$$H(x) = h - E x \tag{3.15}$$

que define el lado derecho de las restricciones del problema operativo (3.3). Si π^* es el vector de variables duales asociado a la solución óptima de este problema, entonces se sabe que:

$$\left.\frac{\partial w(x)}{\partial H(x)}\right|_{x=x^*} = \pi^* \tag{3.16}$$

Utilizando la regla de la cadena, se puede deducir la derivada de $w(x)$ con respecto a x:

$$\left.\frac{\partial w(x)}{\partial x}\right|_{x=x^*} = \frac{\partial w(x)}{\partial H(x)} \times \left.\frac{\partial H(x)}{\partial x}\right|_{x=x^*} = -\pi^* E \tag{3.17}$$

Dado que $w(x)$ es una función lineal por partes, la expresión (3.17) corresponde a un subgradiente de $w(x)$ en el punto $x = x^*$. Por lo tanto, se puede afirmar que:

$$w(x) \geq w(x^*) + \left.\frac{\partial w(x)}{\partial x}\right|_{x=x^*} (x - x^*) \tag{3.18}$$

Denotando $\alpha = w(x)$, resulta la expresión (3.14).

De (3.18), se observa que el corte de Benders se interpreta como una aproximación lineal de la función de costo operativo $w(x)$ alrededor del vector de decisiones producido por el problema de inversión (3.7).

3.6 Expresión alternativa para el problema aproximado de inversión

Substituyendo (3.14) en el problema de expansión aproximado (3.7), resulta:

$$\begin{aligned} z = \quad & \text{Min} \quad c\,x + \alpha \\ & \text{s a} \quad \alpha \geq w(x^\mu) + \lambda(x^\mu)(x - x^\mu),\ \mu = 1, \ldots, \nu \\ & \qquad x \in X \end{aligned} \tag{3.19}$$

donde $\lambda(x^\mu) = -\pi^\mu E$, $\mu = 1, \ldots, \nu$.

El proceso de descomposición se ilustra en la Figura 3.4:

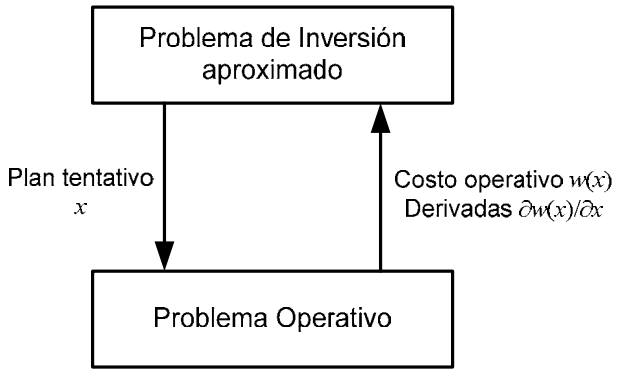


Figura 3.4 - Proceso de Descomposición

4 APLICACIÓN AL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN

4.1 Aplicación de la metodología de descomposición

Se presenta a continuación la aplicación de la metodología de descomposición de Benders al problema de expansión (2.1).

Como discutido en el capítulo anterior, el problema operativo se resuelve para cada propuesta de inversión. El corte de Benders se construye a partir del costo óptimo y del vector de multiplicadores simplex del problema operativo.

Este corte se añade como una restricción lineal del problema aproximado de inversión, que a su vez produce una nueva propuesta de inversión.

4.1.1 Problema Operativo

Dado un plan de expansión x^v, el problema operativo se plantea como la minimización del costo operativo, sujeto a las restricciones de balance hídrico, suministro a la demanda, restricciones de emisión y límites operativos:

$$w(x^v) = \text{Min} \sum_{t\in \text{T}} \sum_{i\in \text{I}} d(t,i) \times g(t,i) \qquad (4.1)$$

sujeto a:

Ecuaciones de balance hídrico:

$$v(t,i) - v(t-1,i) + q(t,i) + s(t,i) - \sum_{j\in \text{MT}(i)} q(t,j) - \sum_{j\in \text{MV}(i)} s(t,j) = a(t,i)$$

$\forall\, t \in \text{T}, \forall\, i \in \text{H}$

Restricciones de suministro a la demanda:

$$\sum_{i\in \text{I}_\text{n}} g(t,i) + \sum_{i\in \text{H}_\text{n}} \rho(i)\, q(t,i) - \sum_{k\in \text{K}|n_\text{o}(k)=n} f(t,k) + \sum_{k\in \text{K}|n_\text{d}(k)=n} (1 - p(k))\, f(t,k) = D(t,n)$$

$\forall\, t \in \text{T}, n \in \text{N}$

Restricciones de emisión:

$$\sum_{i\in \text{E}_1(l)} e(i,1) \times g(t,i) \le \text{E}_1(t,l), \qquad \forall\, t \in \text{T},\ l = 1, \ldots, \text{NE}_1$$

$$\sum_{i \in E_2(l)} e(i,2) \times g(t,i) \le E_2(t,l), \qquad \forall\, t \in T,\ l = 1, \ldots, NE_2$$

$$\sum_{i \in E_3(l)} e(i,3) \times g(t,i) \le E_3(t,l), \qquad \forall\, t \in T,\ l = 1, \ldots, NE_3$$

Restricciones de volumen inicial:

$$v(0,i) = v_0(i), \qquad \forall\, i \in H$$

Límites operativos:

$$g(t,i) \le \overline{g}(i), \qquad \forall\, i \in I \mid i \notin J$$
$$g(t,i) - \overline{g}(i) \times y(t,i) \le 0, \qquad \forall\, i \in I \mid i \in J$$
$$v(t,i) \le \overline{v}(i), \qquad \forall\, i \in H \mid i \notin J$$
$$v(t,i) - \overline{v}(i) \times y(t,i) \le 0, \qquad \forall\, i \in H \mid i \in J$$
$$q(t,i) \le \overline{q}(i), \qquad \forall\, i \in H \mid i \notin J$$
$$q(t,i) - \overline{q}(i) \times y(t,i) \le 0, \qquad \forall\, i \in H \mid i \in J$$
$$f(t,i) \le \overline{f}(i), \qquad \forall\, i \in K \mid i \notin J$$
$$f(t,i) - \overline{f}(i) \times y(t,i) \le 0, \qquad \forall\, i \in K \mid i \in J$$

donde $y(t,j)$, definido de acuerdo con la notación definida en 2.3.5, es:

$$y(t,j) = \sum_{\tau = \underline{t}(j)}^{t} x(\tau,j), \qquad \forall\, t \in T$$

4.1.2 Cálculo del Corte de Benders

En el problema operativo (4.1) solamente las restricciones de límites de generación para los proyectos térmicos, límites de almacenamiento y turbinamiento para los proyectos hidro y límites de flujo para los proyectos de interconexión dependen de las decisiones de inversión x^v. Por facilidad de notación, se rescriben estas restricciones en la forma padrón de la programación lineal:

		Variables duales	
$-g(t,i) \ge -\overline{g}(i) \times y^v(t,j)$,	$\forall\, i \in I \mid j \in J,\ t \in T$	$\pi^g(t,i)$	(4.2)
$-v(t,i) \ge -\overline{v}(i) \times y^v(t,j)$,	$\forall\, i \in H \mid j \in J,\ t \in T$	$\pi^v(t,i)$	
$-q(t,i) \ge -\overline{q}(i) \times y^v(t,j)$,	$\forall\, i \in H \mid j \in J,\ t \in T$	$\pi^q(t,i)$	
$-f(t,k) \ge -\overline{f}(k) \times y^v(t,j)$,	$\forall\, k \in K \mid j \in J,\ t \in T$	$\pi^f(t,i)$	

donde $\pi^g(t,i)$, $\pi^v(t,i)$, $\pi^q(t,i)$ y $\pi^f(t,i)$ son las variables duales asociadas a las restricciones en la solución óptima.

Aplicando la regla de la cadena, resulta que la derivada asociada a una decisión térmica $x(t,i)$ es:

$$\left.\frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)}\right|_{x=x^v} = \sum_{\tau=t}^{T} \pi^g(\tau,i)\,(-\overline{g}(i)) = -\,\overline{g}(i) \sum_{\tau=t}^{T} \pi^g(\tau,i) \tag{4.3}$$

La derivada de w con respecto a la variable de inversión para un proyecto hidro i, $x(t,i)$, es:

$$\left.\frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)}\right|_{x=x^v} = \sum_{\tau=t}^{T} \pi^v(\tau,i)\,(-\overline{v}(i)) + \sum_{\tau=t}^{T} \pi^q(\tau,i)\,(-\overline{q}(i)) = -\,(\overline{v}(i) \sum_{\tau=t}^{T} \pi^v(\tau,i) + \overline{q}(i) \sum_{\tau=t}^{T} \pi^q(\tau,i)) \tag{4.4}$$

Finalmente, la derivada con respecto a la variable de inversión asociada a un proyecto de interconexión i, $x(t,i)$, es:

$$\left.\frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)}\right|_{x=x^v} = \sum_{\tau=t}^{T} \pi^f(\tau,k)\,(-\overline{f}(k)) = -\,\overline{f}(k) \sum_{\tau=t}^{T} \pi^f(\tau,k) \tag{4.5}$$

Denotando:

$$\lambda^v(t,j) = \left.\frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)}\right|_{x=x^v}$$

el corte de Benders se calcula como:

$$\alpha \geq w(x^v) + \sum_{t\in T} \sum_{j\in J} \lambda^v(t,j)\,(x(t,j) - x^v(t,j)) \tag{4.6}$$

Agregando los valores conocidos como:

$$r^v = w(x^v) - \sum_{t\in T} \sum_{j\in J} \lambda^v(t,j)\,x^v(t,j) \tag{4.7}$$

y pasando las variables para el lado izquierdo, resulta:

$$\alpha - \sum_{t\in T} \sum_{j\in J} \lambda^v(t,j)\,x(t,j) \geq r^v \tag{4.8}$$

4.1.3 Problema aproximado de expansión

El objetivo del problema aproximado de expansión es minimizar la suma de los costos actualizados de inversión de los proyectos hidro, térmicos y de interconexión más el valor aproximado del costo operativo (α), sujeto a las restricciones de integralidad, unicidad y fechas límite de los proyectos y demás restricciones. A cada iteración del algoritmo de descomposición se añade una nueva restricción a este problema, calculada a partir del problema operativo.

El problema aproximado para la ν-ésima iteración se plantea como:

$$\text{Min} \quad \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} c(t,j) \times x(t,j) + \alpha \qquad (4.9)$$

sujeto a

Fechas de decisión mínimas y máximas:

$$x(t,j) = 0, \qquad \forall\ t \notin [\underline{t}(j), \overline{t}(j)]$$

Restricciones de proyectos obligatorios:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\overline{t}(j)} x(t,j) = 1, \qquad \forall\ j \in J_1$$

Restricciones de proyectos opcionales:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\overline{t}(j)} x(t,j) \leq 1, \qquad \forall\ j \in J_2$$

Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos:

$$\sum_{j \in J_3(l)} y(j) \leq 1, \qquad l = 1, ..., N_3$$

Restricciones de proyectos asociados:

$$y(j_1) = y(j_2), \qquad \forall\ j_1, j_2 \in J_4(l),\ l = 1, ..., N_4$$

Restricciones de capacidad instalada mínima:

$$\sum_{t=\underline{\tau}(l)}^{\overline{\tau}(l)} \sum_{j \in J_5(l)} w(j) \times x(t,j) \geq \underline{w}(k), \qquad l = 1, ..., N_5$$

Restricciones de precedencia:

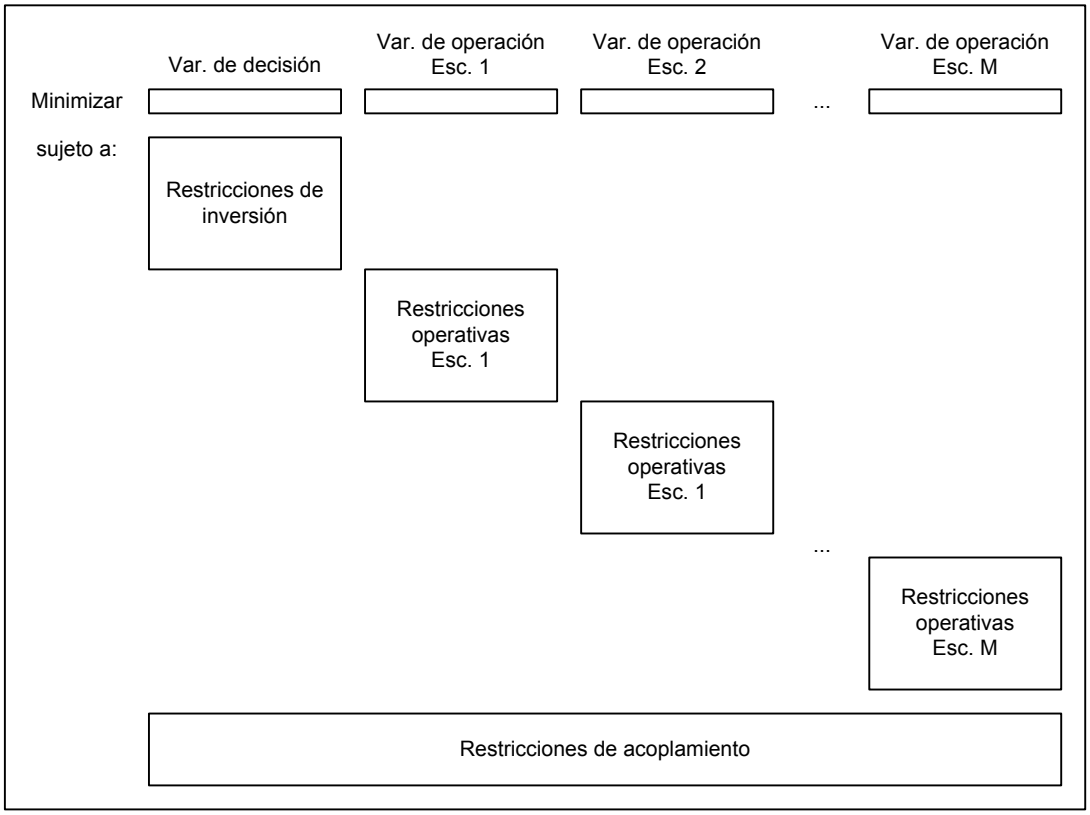
$$y(t,j_{i+1}) - y(t,j_i) \geq 0, \qquad \forall\, j_i \in J_6(l),\ \forall\, t \in T,\ l = 1, ..., N_6$$

Cortes de Benders:

$$\alpha - \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \lambda^{\mu}(t,j) \times x(t,j) \geq r^{\mu}, \qquad \mu = 1, ..., \nu$$

5 CRITERIO DE VALOR ESPERADO

El algoritmo de Benders también se aplica a problemas de planeamiento con múltiples escenarios. En estos problemas la estructura de bloques se torna todavía más evidente.



La expansión óptima con criterio de valor esperado se plantea como:

$$\begin{aligned} &\text{Min} && c(x) + \bar{w}(x) \\ &\text{s a} && x \in X \end{aligned} \tag{5.1}$$

donde $c(x)$ y $\bar{w}(x)$ son respectivamente el costo de inversión y el costo promedio de operación de la alternativa x:

$$\bar{w}(x) = \sum_{m=1}^{M} p_m \, w_m(x) \tag{5.2}$$

donde p_m es la probabilidad del escenario m. Dada una decisión x^*, el problema operativo para cada escenario m, con $m = 1, \ldots, M$, se plantea como el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} w_m(x^*) = \quad &\text{Min} && d_m \, y_m && \text{Variables duales} \\ &\text{s a} && F_m \, y_m \geq h_m - E_m \, x^* && \pi_m^* \\ & && y_m \geq 0 \end{aligned} \tag{5.3}$$

El corte de Benders asociado a cada problema operativo se obtiene de (5.3):

$$\alpha \geq w_m(x^*) + \lambda_m(x^*)\,(x - x^*), \qquad m = 1, ..., M \tag{5.4}$$

donde $\lambda_m(x^*) = -\pi_m^* E_m$. Como la expresión (5.2) es lineal, el corte de Benders es el promedio de los cortes. Definiendo:

$$\bar{\lambda}(x^*) = \sum_{m=1}^{M} p_m \lambda_m(x^*) \tag{5.5}$$

Entonces:

$$\alpha \geq \bar{w}_m(x^*) + \bar{\lambda}(x^*)\,(x - x^*) \tag{5.6}$$

Substituyendo $\bar{w}(x)$ en (5.1) por los cortes (5.6) generados a cada iteración del algoritmo de descomposición, se obtiene el problema relajado de expansión:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & c(x) + \alpha \\ \text{s a} \quad & \alpha \geq \bar{w}_m(x^\mu) + \bar{\lambda}(x^\mu)\,(x - x^\mu), \qquad \mu = 1, ..., \nu \\ & x \in X \end{aligned} \tag{5.7}$$

El proceso de descomposición se ilustra en la Figura 5.1:

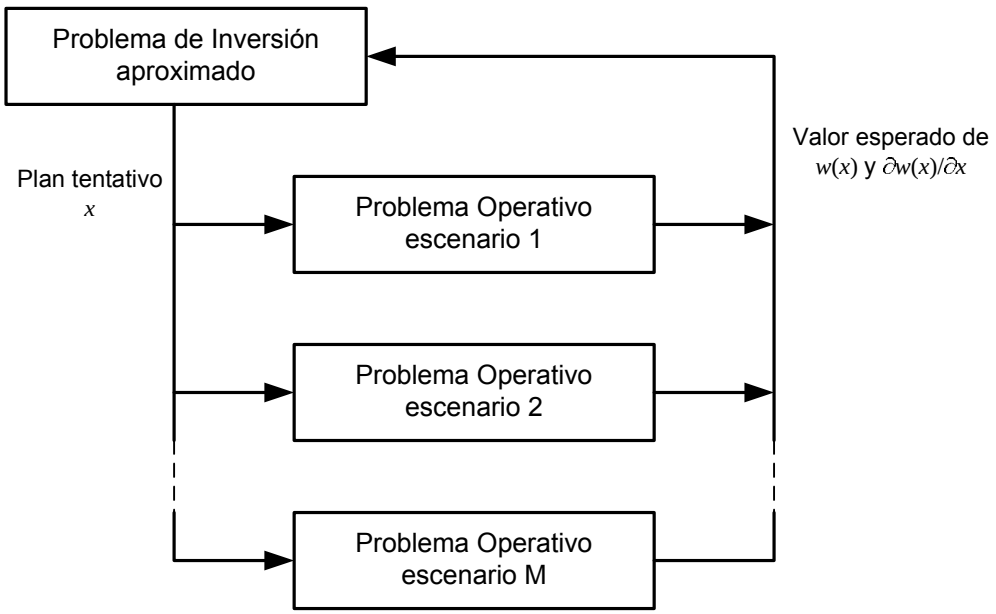


Figura 5.1 - Esquema de Descomposición para Múltiples Escenarios

6 ASPECTOS ADICIONALES DE MODELACIÓN

6.1 Tasa de interés y calculo de los costos de inversión

El modelo recibe como dato de entrada la tasa de interés anual. Si las etapas de decisión de la inversión y/o de la operación no son anuales, entonces las tasas de interés deben ser recalculadas. Por ejemplo, sea tx^A la tasa de interés anual, si la operación es en base mensual la tasa de interés mensual tx^M se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{1}{1+tx^A} = \frac{1}{(1+tx^M)^{12}}$$

Por lo tanto, la tasa de interés mensual es:

$$tx^M = (1 + tx^A)^{1/12} - 1$$

6.1.1 Cálculo de los costos de las decisiones de inversión

Para cada proyecto el modelo lee los siguientes datos:

Costo de inversión (M$):	c_1
Costo de integración eléctrica ($/KW):	c_2
Costo de operación y manutención ($/KW):	c_3
Capacidad instalada (MW)	w
Vida útil (años)	L

Esquema de desembolsos:

Número de desembolsos	N
Año relativo de entrada en operación	n_0
Desembolsos (%)	p_n , n = 1,…, N

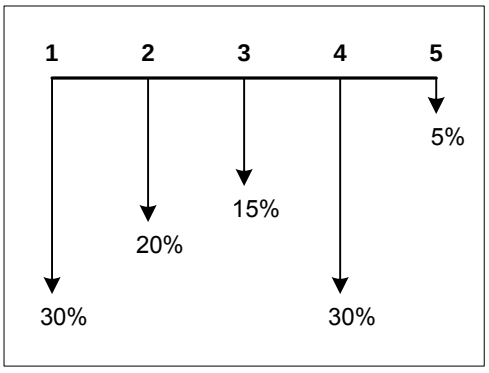


Figura 6.1 – Ejemplo de un esquema de desembolso de un proyecto

Además se tiene la siguiente información:

Tasa de interés (%)	tx^A
Duración del estudio (años)	T

Para calcular el costo de la decisión de construir cada proyecto en la etapa *t*, se procede de la siguiente manera:

Se refiere el costo de inversión del proyecto más el costo de integración eléctrica al año de entrada en operación utilizando el cronograma de desembolsos.

$$c^{(1)} = (c_1 + \frac{c_2 \times w}{1000}) \times \sum_{n=1}^{N} \frac{p_n}{100} (1+tx^A)^{(n_0 - n)}$$

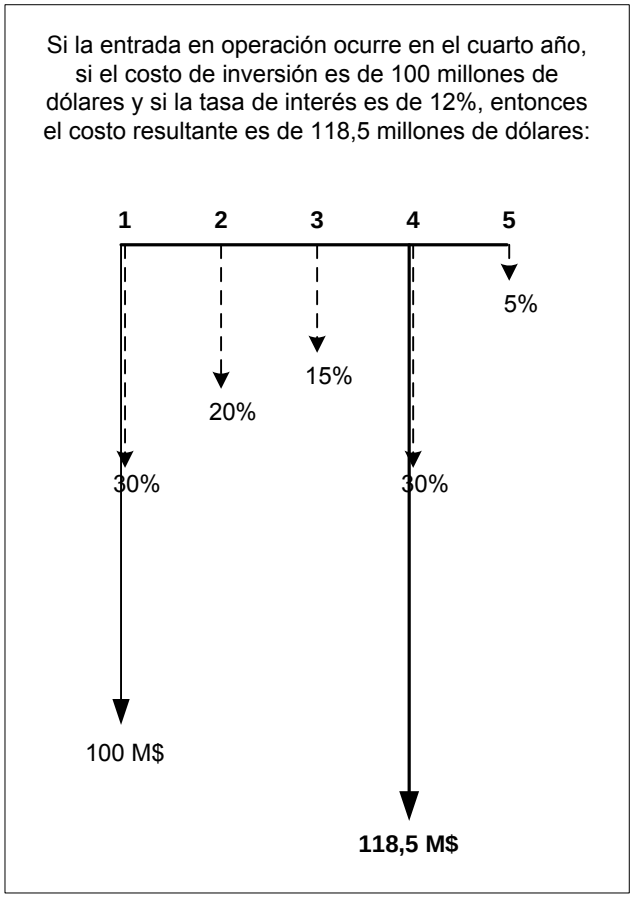


Figura 6.2 – Costo de inversión en la fecha de entrada en operación

Se calcula el costo de inversión anual que representa un flujo de desembolsos periódicos durante la vida útil del equipo y que corresponde al costo de inversión total. A este valor se le suma el costo de operación y mantenimiento.

$$c^{(2)} = c^{(1)} \times \frac{tx^A(1 + tx^A)^L}{(1 + tx^A)^L - 1} + \frac{c_3 \times w}{1000}$$

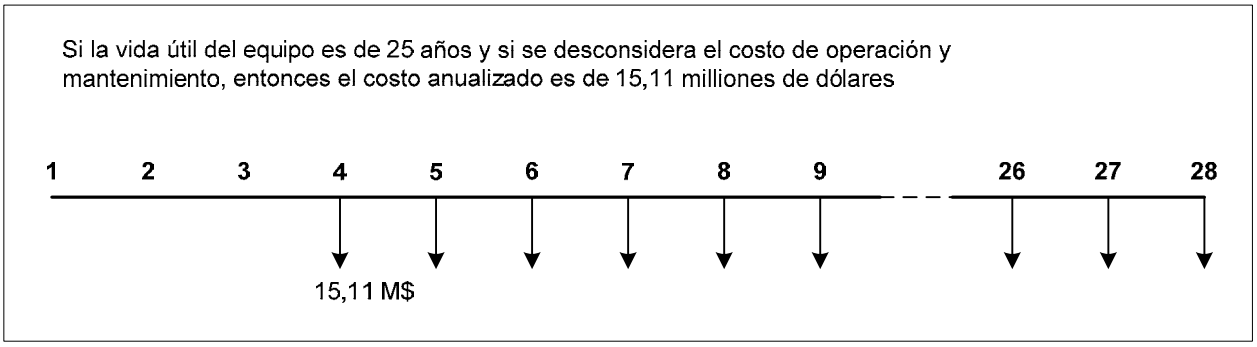


Figura 6.3 – Costo de inversión anual

Se refiere el costo anual al año de la decisión:

$$c^{(3)} = c^{(2)} \times \frac{1}{(1 + tx^{A})^{(n0-1)}}$$

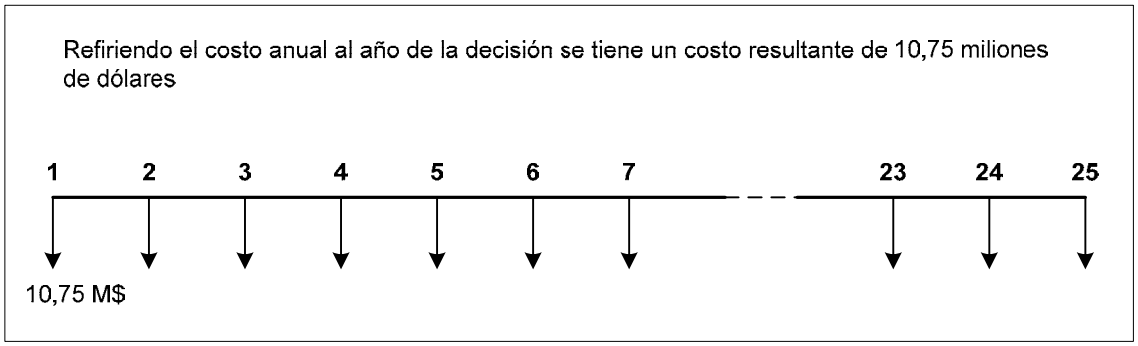


Figura 6.4 – Costo de inversión anual en el año de la decisión

El cálculo del costo de inversión en la etapa *t* considera que los desembolsos anuales:

- se inician en el año de entrada en operación;
- se interrumpen al final del estudio o al término de la vida útil;
- se realizan al final de cada año.

Por lo tanto el costo de inversión en la etapa *t* corresponde al valor presente de una serie finita de desembolsos cuyo número de parcelas es $t' = \min\{T - (t + n_0 - 1) + 1, L\}$. Entonces calculamos el valor presente neto de este flujo de caja.

$$c^{(4)} = c^{(3)} \times \frac{(1 + tx^{A})^{t'} - 1}{tx^{A} \times (1 + tx^{A})^{t'}}$$

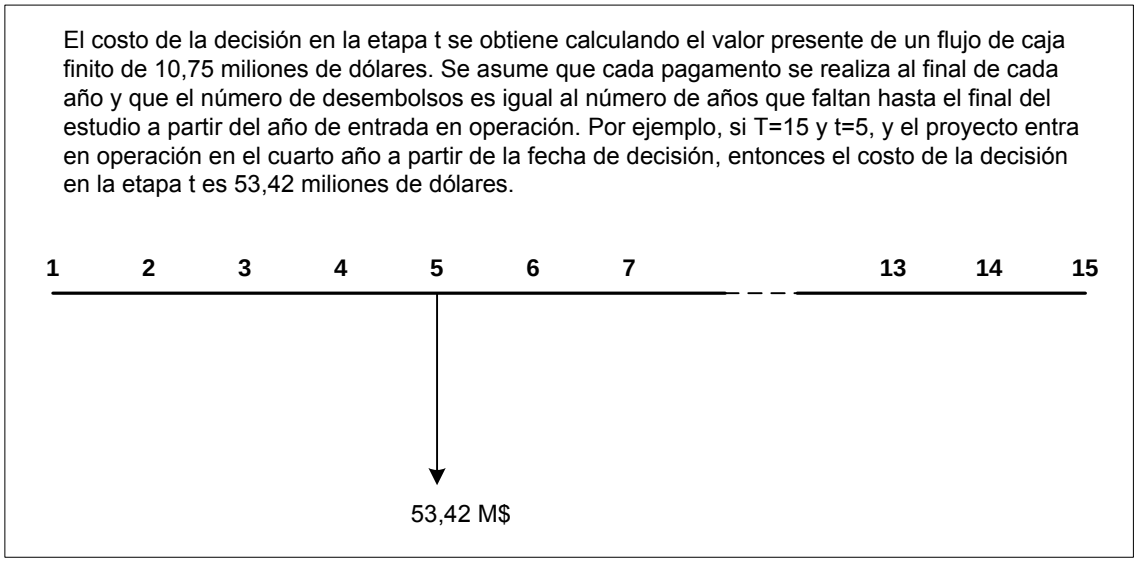


Figura 6.5 – Costo de la decisión en la etapa *t*

De manera a poder comparar las diferentes alternativas de decisión a lo largo de las etapas del estudio todos los costos de las decisiones se refieren al primer año del estudio.

$$c^{(5)} = c^{(4)} \times \frac{1}{(1 + tx^{A})^{(t-1)}}$$

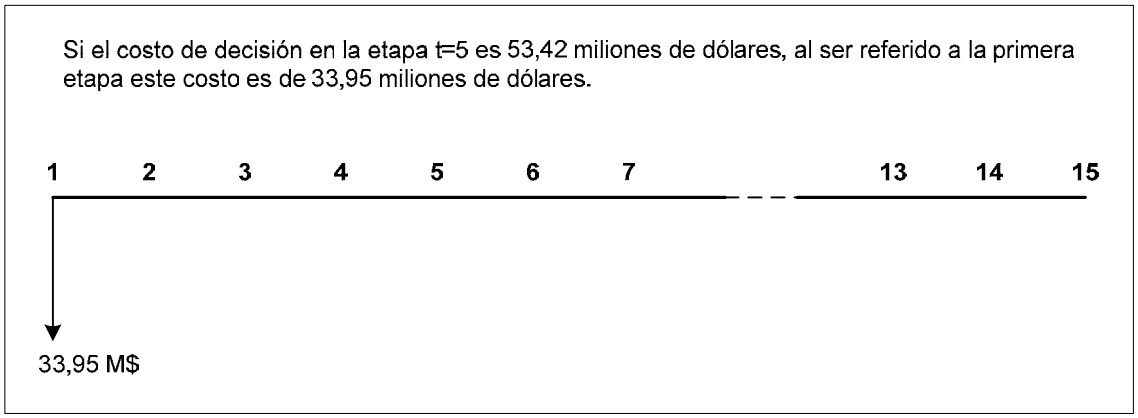


Figura 6.6 – Costo de la decisión en la etapa *t* referido a la primera etapa

6.1.2 Entendiendo el archivo outdisbu.csv

El archivo de salida outdisbu.csv muestra los desembolsos para cada proyecto y para etapa de decisión. Por ejemplo, supongamos un estudio de planeamiento de la expansión de 15 años con tres proyectos candidatos. La tasa de interés considerada es de 12%. El primer proyecto candidato tiene las características del proyecto utilizado en el ejemplo del ítem anterior con la explicación sobre el cálculo de los costos de inversión. Supongamos que la decisión óptima es construir este proyecto en la etapa 5., es decir en Enero de 2006. Entonces se tendrá un flujo de caja de M$ 10.75 desde el final de ese año hasta el final del estudio. Como fue explicado en el ítem anterior el valor presente de esta inversión es de M$ 40.57. El segundo proyecto tiene un costo anual de

M$ 48.25 y la decisión óptima es construirlo en la primera etapa por lo tanto el valor presente es de M$ 328.65. Para el tercer proyecto el costo de inversión anual es de M$ 4.80 y la programación óptima para este proyecto es en el noveno año. De esta manera el valor presente resultante es M$ 8.85. Finalmente se observa que el valor presente del costo de inversión del cronograma óptimo es M$ 378.07. Este valor corresponde al costo de inversión de la última iteración de la descomposición de Benders que aparece en reporte de convergencia en el archivo optgen.log.

Etapa	Proyecto 1	Proyecto 2	Proyecto 3	Total
Ene-02	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-03	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-04	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-05	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-06	10.75	48.25	0.00	59.00
Ene-07	10.75	48.25	0.00	59.00
Ene-08	10.75	48.25	0.00	59.00
Ene-09	10.75	48.25	0.00	59.00
Ene-10	10.75	48.25	4.80	63.80
Ene-11	10.75	48.25	4.80	63.80
Ene-12	10.75	48.25	4.80	63.80
Ene-13	10.75	48.25	4.80	63.80
Ene-14	10.75	48.25	4.80	63.80
Ene-15	10.75	48.25	4.80	63.80
Ene-16	10.75	48.25	4.80	63.80
Valor presente	40.57	328.65	8.85	378.07

6.2 Restricciones de proyectos asociados

La función de las restricciones de proyectos asociados es representar que un grupo de proyectos tienen una solo decisión de inversión, esto es, o todo lo grupo de proyectos (o ninguno proyecto) es considerado en el cronograma optimo de expansión.

Para la definición de una restricción de proyectos asociados es necesario sola la relación de proyectos cuya decisión de inversión esta relacionada. La formulación matemática de estas restricciones en el modelo de inversión es:

$$y(j_1) = y(j_2), \qquad \forall\, j_1, j_2 \in J_4(l),\ l = 1, ..., N_4$$

donde:

N_4 número de conjuntos de proyectos asociados

$y(t,j)$ suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t

$$y(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^{t} x(\tau,j),\ t \in T$$

$x(t,j)$ variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t

$J_4(l)$ conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de proyectos asociados

Es importante fijar que este tipo de restricción no relaciona las decisiones de inversión entre dos proyectos en cada una de las etapas, pero en todas las etapas del problema de inversión. Por lo tanto, dos proyectos asociados pueden ser considerados en el cronograma óptimo de inversión en diferentes etapas, desde que ambos sean incluidos. Case se requiera que la decisión de inversión de los proyectos sean relacionadas en cada una de las etapas, esto es, se los proyectos deben entrar en operación en la misma etapa, además de las restricciones de proyectos asociados es necesario también especificar restricciones de precedencia entre los proyectos, que se presenta a continuación.

6.3 Restricciones de precedencia entre proyectos

La función de las restricciones de precedencia entre proyectos es representar restricciones cronológicas para la entrada en operación entre proyectos, por ejemplo, la construcción de nuevas unidades generadoras en un sistema exportador de energía debe estar asociada a la construcción de la línea de transmisión y la entrada en operación de la línea debe anteceder a la entrada en operación de las unidades generadoras.

Los datos necesarios para definir restricciones de precedencia entre proyectos comprenden solamente la definición del conjunto de proyectos que participan de la restricción. La formulación matemática es:

$$y(t,j_{i+1}) - y(t,j_i) \geq 0, \qquad \forall\, j_i \in J_6(l),\ \forall\, t \in T,\ l = 1, ..., N_6$$

donde:

N_6	número de conjuntos de proyectos con precedencia
$y(t,j)$	suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t
	$y(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^{t} x(\tau,j),\ t \in T$
$x(t,j)$	variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t
$J_6(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de precedencia. El orden en que aparecen los proyectos en este conjunto define la relación de precedencia

6.4 Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos

La función de las restricciones de proyector mutuamente exclusivos es representar que la decisión de inversión de dos proyectos es mutuamente exclusiva, esto es, solamente uno de los proyectos puede ser considerado en el cronograma optimo de expansión.

Los datos necesarios para definir una de estas restricciones comprenden solamente la definición del conjunto de proyectos que participan de la restricción. La formulación matemática es:

$$\sum_{j \in J_3(l)} y(j) \leq 1, \qquad l = 1, ..., N_3$$

donde,

N_3	número de conjuntos de proyectos mutuamente exclusivos
$y(t,j)$	suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t

$$y(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^{t} x(\tau,j),\ t \in T$$

$x(t,j)$	variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t
$J_3(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de proyectos mutuamente exclusivos

6.5 Proyectos de refuerzo

El Optgen permite modelar proyectos de refuerzo, esto es, proyectos que cuando entran en operación substituyen una unidad (térmicas, hidroeléctricas o de interconexión) existente.

Sin pérdida de generalidad, vamos a suponer que solo existe el proyecto j en el estudio y que este es un proyecto de refuerzo. Entonces el problema de inversión es:

$$\text{Min} \quad \sum_{t \in T} c(t,j) \times x(t,j) + \alpha$$

$$\text{s.a} \quad \sum_{t \in T} x(t,j) \le 1$$

Considerando que el proyecto j cuando entra en operación substituye la central existente i, el problema de operación resulta en:

$$w(x^v) = \text{Min} \quad \sum_{t \in T} d(t,i) \times g(t,i) + d(t,j) \times g(t,j) \qquad \text{Variables duales}$$

$$\text{s.a} \quad g(t,i) + g(t,j) = D(t), \qquad \forall\ t \in T$$

$$g(t,i) \le \overline{g}(i) \times (1 - y^v(t,j)), \qquad \forall\ t \in T \qquad \pi^g(t,i)$$

$$g(t,j) \le \overline{g}\,(j) \times y^v(t,j), \qquad \forall\ t \in T \qquad \pi^g(t,j)$$

donde:

$$y^v(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^{t} x^v(\tau,j), \qquad t \in T$$

6.5.1 Cálculo del corte de Benders para proyectos de refuerzo

Por facilidad de notación, se rescriben las restricciones de capacidad que dependen de la variable de decisión en la forma padrón de la programación lineal:

	Variables duales
$-g(t,i) \geq -\bar{g}(i) \times (1 - y^{v}(t,j))$	$\pi^{g}(t,i)$
$-g(t,j) \geq -\bar{g}(j) \times y^{v}(t,j)$	$\pi^{g}(t,j)$

donde:

$$\left.\frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)}\right|_{x=x^{v}} = \sum_{\tau=t}^{T} \pi^{g}(t,i)\,\bar{g}(i) + \sum_{\tau=t}^{T} \pi^{g}(t,j)\,(-\bar{g}(j))$$

$$= \bar{g}(i) \sum_{\tau=t}^{T} \pi^{g}(t,i) - \bar{g}(j) \sum_{\tau=t}^{T} \pi^{g}(t,j)$$

6.6 Cronograma de entrada de máquinas

Supongamos que el proyecto de una nueva central térmica *j* tiene un cronograma de entrada en operación, en p.u., para cada año, p_1, p_2, …, p_n. Sea f_t, t = 1, ..., T, el valor acumulado, en p.u., del cronograma de entrada en operación del proyecto *j*, esto es:

$$f_t = \sum_{\tau=1}^{t} p_\tau, \qquad \forall\, t \in T$$

Solamente para ilustrar, suponga, sin pérdida de generalidad, que el período del estudio tiene tres años. En este caso, la capacidad de generación del proyecto *j* es:

$$g(1,j) \leq \bar{g}(j) \times x(1,j)$$
$$g(2,j) \leq \bar{g}(j) \times (x(1,j) + x(2,j))$$
$$g(3,j) \leq \bar{g}(j) \times (x(1,j) + x(2,j) + x(3,j))$$

resulta ahora en:

$$g(1,j) \leq \bar{g}(j) \times f_1\, x(1,j)$$
$$g(2,j) \leq \bar{g}(j) \times (f_2\, x(1,j) + f_1\, x(2,j))$$
$$g(3,j) \leq \bar{g}(j) \times (f_3\, x(1,j) + f_2\, x(2,j) + f_1\, x(3,j))$$

o de una forma genérica:

$$g(t,j) \leq \bar{g}(j) \times \sum_{\tau=1}^{t} f_{t-\tau+1}\, x(\tau,j)$$

El ejemplo anterior vale también para proyectos de nuevas centrales hidroeléctricas o nuevas líneas de transmisión. El efecto del cronograma de entrada en operación también debe ser considerado sobre las derivadas (cortes de Benders). Por lo tanto la derivada es:

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x_1} = (\pi_1 f_1 + \pi_2 f_2 + \pi_3 f_3 + \ldots + \pi_T f_T)\,\bar{g} = \sum_{\tau=1}^{T} \pi_\tau f_\tau \bar{g}$$

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x_2} = (\pi_2 f_1 + \pi_3 f_2 + \pi_4 f_3 + \ldots + \pi_T f_T)\,\bar{g} = \sum_{\tau=2}^{T} \pi_\tau f_{\tau-1} \bar{g}$$

En general:

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x_t} = \sum_{\tau=t}^{T} \pi_\tau f_{\tau-t+1} \bar{g}$$

En realidad las expresiones que consideran el efecto del cronograma de entrada en operación son un poco más complicadas pues la discretización de los problemas de inversión y de operación no es la misma, esto es, típicamente, las decisiones de inversión son en base anual, en cuanto que las decisiones de operación son mensuales.

Entonces, considerando la discretización típica para los módulos de operación e inversión, y que el cronograma de entrada en operación es mensual, la capacidad de generación del proyecto *j*, a cada etapa mensual, es:

$g(1,j) \le \bar{g}(j) \times f_1\, x(1,j)$

$g(2,j) \le \bar{g}(j) \times f_2\, x(1,j)$

…

$g(12,j) \le \bar{g}(j) \times f_{12}\, x(1,j)$

$g(13,j) \le \bar{g}(j) \times (f_{12}\, x(1,j) + f_{13}\, x(2,j))$

etc.

La expresión general es:

$$g_t \le \bar{g} \times \sum_{\tau=1}^{\frac{t-1}{12}+1} f_{t-12(\tau-1)}\, x_\tau$$

6.7 Cálculo de los costos de referencia

El Optgen calcula para los proyectos un costo de referencia ($/MWh) de la siguiente manera:

Para los proyectos de centrales hidroeléctricas

$$\frac{CIA(M\$)\times 10^6}{P(MW)\times FCM(pu)\times 8760h}$$

Para los proyectos de centrales térmicas

$$\frac{CIA(M\$)\times 10^6 + COP(\$/MWh)\times P(MW)\times FCM(pu)\times 8760h}{P(MW)\times FCG(pu)\times 8760\ h}$$

Para los proyectos de intercambio

$$\frac{CIA(M\$)\times 10^6}{P(MW)\times FUT(pu)\times 8760h}$$

donde:

CIA	Costo de inversión anualizado	M$
COP	Costo operativo	$/MWh
P	Potencia	MW
FCM	Factor de capacidad promedio	pu
FCG	Factor de capacidad garantida	pu
FUT	Factor de utilización	pu

6.8 Cálculo del costo operativo unitario de las centrales térmicas

El costo unitario de las centrales térmicas se calcula de la siguiente manera:

$$TCst(t,i) = \frac{Fcst(t,fuel(i))}{ECnt(fuel(i))} \times HR(i) \times 1000$$

donde

TCst(*t*,*i*)	costo unitario de la central *i* en la etapa *t*	$/MWh
fuel(*i*)	indica el combustible de la central térmica *i*	
Fcst(*t*,*f*)	costo unitario del combustible *f* en la etapa *t*	$/unit
ECnt(*f*)	poder calorífico del combustible *f*	kcal/unit
HR(*i*)	consumo específico de la central térmica *i*	kcal/kWh

6.9 Restricciones de emisión en las centrales térmicas

Las restricciones de emisión tienen la función de imponer límites para la producción de energía en las centrales térmicas debido a restricciones ambientales de emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de carbono (CO_2) y dióxido de azufre (SO_2).

Para su representación en el modelo de expansión se requieren datos que relacionen la producción de energía eléctrica en las centrales térmicas con las emisiones de estos gases (coeficientes de emisión que deben ser especificados para cada una de las centrales térmicas). Además, se requiere también el conjunto de centrales térmicas que participan de cada una de las restricciones y los límites de emisión.

La formulación matemática para las restricciones de emisión de NO_x es:

$$\sum_{i \in E_1(l)} e(i,1) \times g(t,i) \leq \mathrm{E}_1(t,l), \qquad \forall\ t \in T,\ l = 1, \ldots, \mathrm{NE}_1$$

donde,

$\mathrm{E}_1(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la *l*-ésima restricción de emisión de NO_x
NE_1	número de restricciones de emisión de NO_x
$e(i,1)$	factor de emisión de NO_x de la central térmica *i*

La formulación para las restricciones de emisión de SO_2 y CO_2 es similar a las restricciones de emisión de NO_x, pero considerando los conjuntos y coeficientes relacionados a los gases SO_2 y CO_2.

6.10 Restricciones de disponibilidad de combustible para las centrales térmicas

La función de las restricciones de disponibilidad de combustible es imponer límites de generación en un conjunto de centrales térmicas que utilizan un mismo combustible cuya disponibilidad esta limitada.

El conjunto de datos necesario para representar una restricción de disponibilidad se compone del conjunto de centrales térmicas de mismo combustible que participan de cada una de las restricciones de disponibilidad, los datos de consumo específico de las centrales térmicas y los datos de poder calorífico del combustible. Además, se requieren también los datos de límites de disponibilidad del combustible para cada una de las restricciones.

La formulación matemática para las restricciones de disponibilidad es:

$$\sum_{i \in F(l)} \frac{\mathrm{HR}(i) \times g(t,i)}{\mathrm{ECnt}(\mathrm{fuel}(i))} \leq \mathrm{F}(t,l), \qquad \forall\ t \in T,\ l = 1, \ldots, \mathrm{NF}$$

donde,

$\mathrm{F}(t,l)$	límite de disponibilidad del combustible en la *l*-ésima restricción de consumo de combustible en la etapa *t*
$\mathrm{ECnt}(f)$	poder calórico del combustible *f*
$\mathrm{fuel}(i)$	indica el combustible de la central térmica *i*
$\mathrm{HR}(i)$	consumo específico de la central térmica *i*
NF	número de restricciones de consumo del combustible
$\mathrm{g}(t,i)$	generación del generador *i* en la etapa *t*

7 BIBLIOGRAFÍA

J.F.Benders, “Partitioning procedures for solving mixed variables programming problems”, *Numerische Mathematik*, Vol.4, pp. 238-252, 1962.

B.Gorenstin, J.P.Costa, M.V.F.Pereira, N.M.Campodónico, “Power System Expansion Planning Under Uncertainty”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.8, No.1, 1993.

J.P.Costa, N.M.Campodónico, B.G.Gorenstin, M.V.F.Pereira, "A Model for Optimal Energy Expansion in Interconnected Hydrosystems", 10th PSCC, Austria, 1990.

SDDP – MANUAL DE METODOLOGÍA

Versión 10.2

Enero 2011

Tabla de Contenido

1 INTRODUCCIÓN 4

2 OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS 5

2.1 MODELACIÓN DE LOS COMPONENTES BÁSICOS DEL SISTEMA 5
2.2 PROBLEMA DE DESPACHO HIDROTÉRMICO 7
2.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA 8
2.4 ENFOQUE DE SOLUCIÓN BASADA EN EL ESPACIO DE ESTADOS 10
2.5 REPRESENTACIÓN ALTERNATIVA DE LA CORRELACIÓN SERIAL 16
2.6 LIMITACIONES DEL ESQUEMA PDE 17
2.7 EL ESQUEMA DE PD DUAL DP 18
2.8 REPRESENTACIÓN DE LA CORRELACIÓN SERIAL EN LA PDDE 23

3 DESPACHO DE UNA ETAPA: FORMULACIÓN BÁSICA 27

3.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 27
3.2 FUNCIÓN OBJETIVO 27
3.3 RESTRICCIONES OPERATIVAS BÁSICAS 28
3.4 FUNCIÓN DE COSTO FUTURO 31

4 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – HIDROELÉCTRICA 32

4.1 VERTIMIENTO NO CONTROLABLE 32
4.2 RESTRICCIONES DE SEGURIDAD EN LOS EMBALSES – VOLÚMENES DE ALERTA 32
4.3 RESTRICCIONES DE SEGURIDAD EN LOS EMBALSES – VOLÚMENES MÍNIMOS OPERATIVOS 33
4.4 RESTRICCIONES DE SEGURIDAD EN LOS EMBALSES – VOLÚMENES DE ESPERA 33
4.5 RESTRICCIONES EN EL DESFOGUE TOTAL 33
4.6 RESTRICCIONES DE REGULACIÓN EN CENTRALES DE PASADA 34
4.7 RIEGO 34
4.8 MODELO DE VOLUMEN MUERTO 35
4.9 CANAL DE DESFOGUE 37
4.10 GENERACIÓN EN FUNCIÓN DE LA AFLUENCIA 40
4.11 CURVA DE AVERSIÓN A RIESGO 41

5 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – PLANTAS TÉRMICAS 43

5.1 CENTRALES TÉRMICAS CON COSTOS LINEALES POR PARTE 43
5.2 CENTRALES TÉRMICAS *MUST-RUN* 44
5.3 LÍMITES EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE 45
5.4 LÍMITES EN LA TASA DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE 45
5.5 RESTRICCIONES DE GENERACIÓN MÍNIMA PARA GRUPOS DE CENTRALES TÉRMICAS 45
5.6 RESTRICCIONES DE GENERACIÓN 46
5.7 CENTRALES TÉRMICAS MULTI-COMBUSTIBLE 46
5.8 CENTRALES TÉRMICAS TIPO UNIT COMMITMENT 47

6 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – RESERVA DE GENERACIÓN 49

6.1 RESERVA RODANTE 49
6.2 RESTRICCIONES DE RESERVA DE GENERACIÓN 49

7 FUENTES DE ENERGIA RENOVABLE 51

8 RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA 52

8.1 MODELO DE INTERCONEXIÓN 52
8.2 MODELO DE FLUJO DE POTENCIA LINEALIZADO 53
8.3 REPRESENTACIÓN DE LAS PÉRDIDAS: PROCEDIMIENTO LINEALIZADO ITERATIVO 59
8.4 REPRESENTACIÓN DE LAS PÉRDIDAS: PROCEDIMIENTO LINEALIZADO DIRECTO 64

9 DISPONIBILIDAD Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL 72

9.1 LÍMITES DE PRODUCCIÓN 72

9.2 LÍMITE DE FLUJO EN LOS GASODUCTOS 72
9.3 BALANCE TÉRMICO EN LA SIMULACIÓN DE LA RED DE GAS 73

10 PLANTAS TÉRMICAS CON COSTO DE EMISIÓN DE CO_2 74

11 CLASIFICACIÓN DE LAS RESTRICCIONES 75

12 DICCIONARIO DE VARIABLES 76

13 BIBLIOGRAFÍA 81

A. PROGRAMACIÓN DINÁMICA DUAL ESTOCÁSTICA 82

A.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA 82
A.2 PASOS DEL ALGORITMO SDDP 83

B. MODELO ESTOCÁSTICO DE CAUDALES 90

B.1 OBJETIVO 90
B.2 MODELACIÓN EN UNA VARIABLE PARA SECUENCIAS DE CAUDALES AFLUENTES A UN ÚNICO EMBALSE 90
B.3 MODELO MULTIVARIADO PARA MÚLTIPLES EMBALSES 96
B.4 GENERACIÓN SINTÉTICA DE CAUDALES 97

1 INTRODUCCIÓN

Este informe presenta los lineamientos conceptuales del algoritmo de programación dinámica estocástica dual, utilizado en el modelo SDDP.

Se describen las variables de cada ecuación en tablas con cuatro columnas:

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$v_{t+1}(i)$	volumen de la central *i* en el inicio de la etapa *t*	hm^3	V (variable de decisión) o D (dato de entrada)

2 OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

2.1 Modelación de los componentes básicos del sistema

2.1.1 Plantas térmicas

En sistemas puramente térmicos el costo operativo de cada central depende básicamente de su costo de combustible. Por lo tanto, se representa una planta térmica por su costo operativo unitario $\{c_j, j = 1, ... , J\}$ ($/MWh) y su capacidad de generación:

$$g_t(j) \le \overline{g}(j) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J \tag{2.1}$$

donde:

j	indexa las plantas térmicas		
J	número de plantas		
$g_t(j)$	energía producida por la planta j en la etapa t	MWh	V
$\overline{g}(j)$	capacidad de generación de la planta j	MWh	D

2.1.2 Plantas hidroeléctricas

La Figura 2.1 muestra el diagrama esquemático de una planta hidroeléctrica.

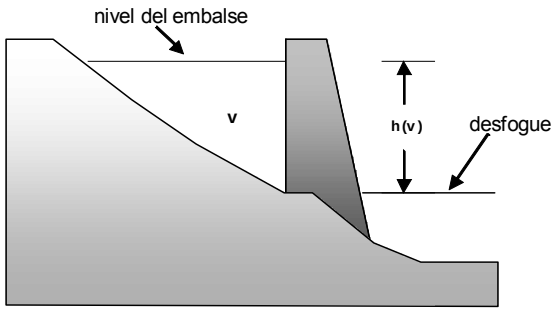


Figura 2.1 – Planta hidroeléctrica con embalse

La operación de la planta se representa a través de las siguientes ecuaciones:

2.1.2.1 Balance hídrico

Representa el enlace en etapas consecutivas, como se ilustra en la Figura 2.2: el almacenamiento al final de la etapa t (inicio de la etapa t+1) es igual al almacenamiento inicial menos el desfogue total (turbinamiento, vertimiento y riego) más el volumen afluente (caudales laterales más el desfogue de las plantas aguas arriba):

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) - r_t(i) + \delta r_t(i) + \sum_{m \in U(i)} [u_t(m) + s_t(m)] \tag{2.2}$$

para $i = 1, \ldots, I$

donde:

i	indexa las plantas hidroeléctricas		
I	número de plantas		
$v_{t+1}(i)$	volumen almacenado en la planta i al final de la etapa t	m^3	V
$v_t(i)$	volumen almacenado en la planta i en el inicio de la etapa t	m^3	D
$a_t(i)$	caudal lateral afluente a la planta i en la etapa t	m^3	D
$r_t(i)$	riego en la planta i en la etapa t	m^3	D
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la planta i en la etapa t	m^3	D
$u_t(i)$	volumen turbinado en la etapa t	m^3	V
$s_t(i)$	volumen vertido en la etapa t	m^3	V
$m \in u(i)$	conjunto de plantas inmediatamente aguas arriba de la planta i		

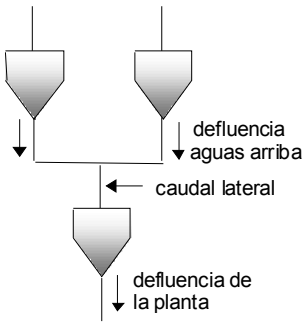


Figura 2.2 – Balance hídrico

2.1.2.2 Límites en el almacenamiento y en el desfogue

$$v_t(i) \leq \overline{v}(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (2.3)$$

$$u_t(i) \leq \overline{u}(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (2.4)$$

donde:

$\overline{v}(i)$	Capacidad de almacenamiento de la planta i	m^3	D
$\overline{u}(i)$	Capacidad de turbinamiento de la planta i	m^3	D

2.1.2.3 Producción de energía

Las plantas hidroeléctricas convierten la energía potencial del agua almacenada en energía cinética, la cual se usa para mover las turbinas acopladas a generadores. La energía producida por el turbinamiento de u m^3 se calcula por:

$$g_t(i) = \rho(v_t(i)) \times u_t(i) \qquad (2.5)$$

donde:

$g_t(i)$	energía generada en la central hidroeléctrica *i*, en la etapa *t*	MWh	V
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central hidroeléctrica *i*	MWh/m^3	D
$u_t(i)$	turbinamiento de la central hidroeléctrica *i*, en la etapa *t*	m^3	V

El coeficiente de producción $\rho(v)$ a su vez se calcula por:

$$\rho(v_t(i)) = \eta(i) \times \phi \times \gamma \times h(v_t(i)) \quad (2.6)$$

donde:

$\eta(i)$	eficiencia del conjunto turbina/generador de la hidroeléctrica *i*		D
ϕ	masa específica del agua	kg/m^3	D
γ	factor gravitacional	m/s^2	D
$h(v_t(i))$	altura de caída neta (m) – diferencia entre el nivel del embalse de la hidroeléctrica *i* y el nivel aguas abajo – ver Figura 2.1)	m	D

2.1.3 Demanda

La demanda de energía eléctrica se representa a través de una restricción en que la suma de la energía producida (en las centrales térmicas e hidroeléctricas) debe ser igual a la demanda (mensual o semanal), es decir:

$$\sum_{j=1}^{J} g_t(j) + \sum_{j=1}^{I} \rho(v_t(i)) \times u_t(i) = d_t$$

d_t	Demanda (mensual o semanal) de energía eléctrica	MWh	D

2.2 Problema de despacho hidrotérmico

2.2.1 Características del problema

El objetivo del despacho hidrotérmico es determinar la secuencia de desfogues de las plantas hidroeléctricas que minimice el valor esperado del costo operativo total (dado por el costo de combustible más las penalizaciones por racionamiento) a lo largo del período de estudio. Como muestra la Figura 2.3, este problema se puede representar como un árbol de decisiones.

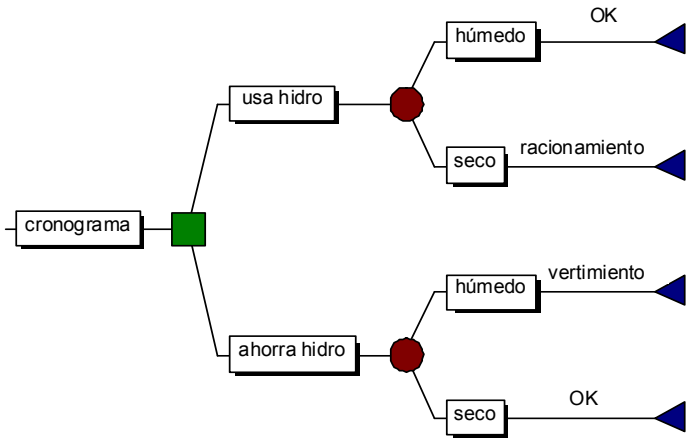


Figura 2.3 – Proceso de decisión para el despacho hidrotérmico

Como muestra la figura, el operador tiene las opciones de usar la energía hidroeléctrica hoy, y con esto reducir los costos de la energía térmica complementar, o de almacenarla para usarla en la próxima etapa. Si la decisión hoy es utilizar la energía de base hidroeléctrica y en el futuro los caudales son altos – lo que permite llenar los embalses – la operación se dije eficiente. Sin embargo, si ocurre una sequía en el futuro, los embalses no se recuperarán, y será necesario utilizar generación térmica más cara, o hasta mismo interrumpir el suministro de la demanda.

Por otro lado, si la decisión de hoy es almacenar el agua para uso futuro a través del uso de más generación térmica, y los caudales futuros son altos será necesario verter el agua, lo que significa un desperdicio de energía. Sin embargo, se ocurre una sequía en el futuro, el almacenamiento se usará para evitar la generación más cara o un racionamiento de energía.

2.3 Formulación del problema

La Figura 2.4 muestra la formulación del despacho hidrotérmico estocástico para el caso de una planta y un árbol de caudales con tres etapas.

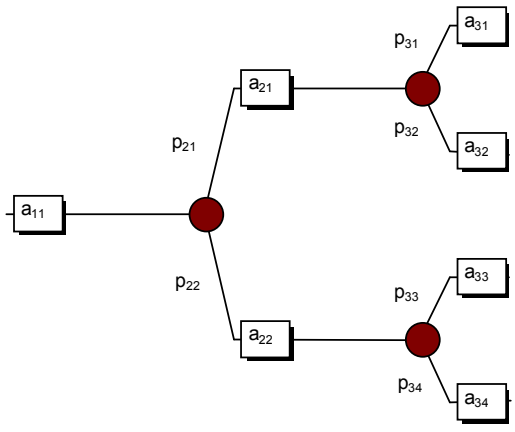


Figura 2.4 – Árbol de escenarios de caudales

donde:

a_{ts}	caudal en la etapa *t*, escenario *s*	m^3	D

p_{ts}	probabilidad condicionada del escenario *s* de caudal en la etapa *t*	p.u.	D

El problema de despacho estocástico se formula como:

$$\text{Min} \quad c_1(u_{11}) + p_{21}\,[c_2(u_{21}) + p_{31}c_3(u_{31}) + p_{32}c_3(u_{32})] + p_{22}\,[c_2(u_{22}) + p_{33}c_3(u_{33}) + p_{34}c_3(u_{34})] \qquad (2.7)$$

sujeto a

(a) restricciones de balance hídrico

$$v_{21} = v_{11} - u_{11} - s_{11} + a_{11}$$
$$v_{31} = v_{21} - u_{21} - s_{21} + a_{21}$$
$$v_{41} = v_{31} - u_{31} - s_{31} + a_{31}$$
$$v_{42} = v_{31} - u_{32} - s_{32} + a_{32}$$
$$v_{32} = v_{21} - u_{22} - s_{22} + a_{22}$$
$$v_{43} = v_{32} - u_{33} - s_{33} + a_{33}$$
$$v_{44} = v_{32} - u_{34} - s_{34} + a_{34}$$

(b) restricciones de almacenamiento y desfogue

$$v_{t+1,s} \le \overline{v}; \qquad u_{ts} \le \overline{u} \qquad \text{para todas las etapas } t\text{; todos los escenarios } s$$

donde:

u_{ts}	decisión operativa de la planta hidroeléctrica (volumen turbinado) en la etapa *t*, escenario *s*	m^3	V
$c_t(u_{ts})$	costo de la generación térmica necesaria para complementar la decisión hidroeléctrica	$	V
$v_{t+1,s}$	nivel de almacenamiento del embalse al final de la etapa *t*, escenario *s*	m^3	V
s_{ts}	volumen vertido en la etapa *t*, escenario *s*	m^3	V

La función de complementación térmica $c_t(u_{ts})$ se representa implícitamente a través de la solución del siguiente problema de programación lineal (PL):

$$c_t(u_{ts}) = \quad \text{Min} \quad \sum_{j=1}^{J} c(j) \times g_t(j) \qquad (2.8)$$

sujeto a

(c) restricciones del suministro de la demanda

$$\sum_{j=1}^{J} g_t(j) = d_t - \rho \times u_{ts}$$

(d) restricciones de capacidad de generación térmica

$$g_t(j) \le \overline{g}(j) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J$$

donde:

j	indexa las plantas térmicas		
J	número de plantas		
$c(j)$	costo operativo de la planta j	$/MWh	D
$g_t(j)$	producción de energía de la planta j en la etapa t	MWh	V
$\overline{g}(j)$	capacidad de producción de la planta j	MWh	D
d_t	demanda en la etapa t	MWh	D
ρ	coeficiente de producción de la planta hidroeléctrica (en este ejemplo es una constante)	MWh/m^3	D

En teoría, se puede resolver el problema (2.8) con algoritmos convencionales de programación lineal (LP). Sin embargo, la dimensión del problema para sistemas reales es demasiado grande pues se modelan docenas de plantas hidroeléctricas y el horizonte de planificación es de varios años. La razón es que el número de ramas en el árbol de decisiones aumenta exponencialmente con el número de etapas del estudio. Esta limitación de las formulaciones basadas en los árboles de decisión ha motivado el desarrollo de esquemas de solución basados en el *espacio de estados*, que se describen a continuación.

2.4 Enfoque de solución basada en el espacio de estados

2.4.1 Costos inmediatos y futuros

Como muestra la Figura 2.5, el problema de despacho se descompone en varios subproblemas de una etapa, donde el objetivo es minimizar la suma de los costos operativos *inmediatos* y *futuros*.

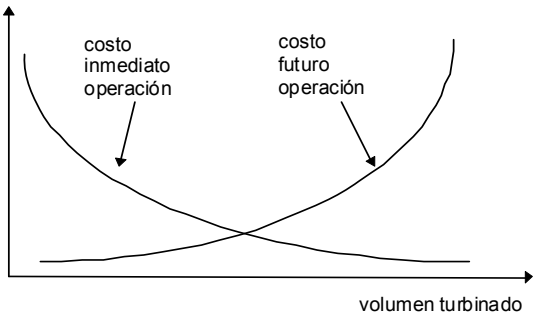


Figura 2.5 – Costos inmediatos y futuros x volumen turbinado

La función de costo inmediato (FCI) corresponde a la función de complementación térmica $c_t(u_t)$ discutida en la sección anterior. Se observa en la Figura que el monto (y costo) de esta complementación térmica disminuye con el aumento del volumen turbinado. A su vez, la función de costo futuro (FCF) refleja el valor esperado del costo de la generación térmica de la etapa t+1 hasta el final del periodo de estudio. Se observa que la FCF aumenta con el aumento del volumen turbinado, pues menos energía hidroeléctrica estará disponible en el futuro para desplazar la generación térmica.

2.4.2 Despacho hidrotérmico de una etapa

Dado el almacenamiento inicial v_t y la función de costo futuro $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, el problema de despacho de una etapa se formula como:

$$z_t = \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \tag{2.9}$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t - u_t - s_t + a_t$$
$$v_{t+1} \leq \overline{v}$$
$$u_t \leq \overline{u}$$

Diferente del problema de optimización estocástico (2.8) que es muy grande, el problema de despacho de una solo etapa (2.9) se puede resolver con facilidad a través de técnicas estándar de programación lineal (LP).

2.4.3 Función de costo futuro

2.4.3.1 Enumeración de todos los estados futuros

El cálculo de la función de costo futuro es el tema clave de este esquema de espacio de estados. En teoría, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$ se podría calcular a través de una *simulación* de la operación del sistema en el futuro para diferentes valores iniciales de almacenamiento, como se ilustra en la Figura 2.6 a continuación.

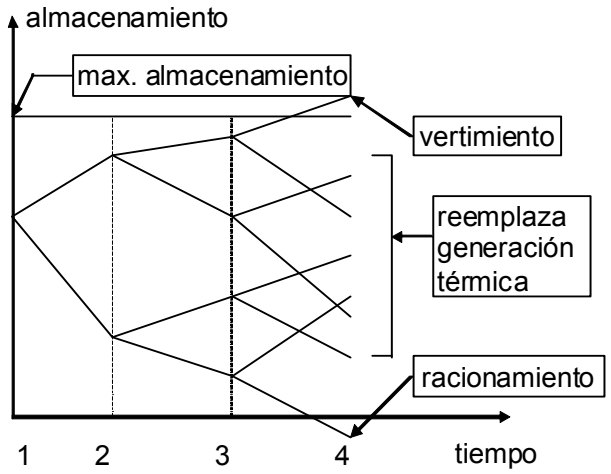


Figura 2.6 – Cálculo de la FCF a través de simulaciones operativas

Sin embargo, este esquema de "fuerza bruta" tiene las mismas desventajas computacionales que la formulación del problema a través de un árbol de escenarios. Un esquema más eficiente de realizar este cálculo es la recursión de *programación dinámica estocástica* (PDE), que se describe a continuación:

2.4.3.2 Recursión de PDE

a) Para cada etapa *t* (típicamente una semana o mes) se definen un conjunto de *estados del sistema* indexados por *m* = 1, ..., M; por ejemplo, niveles de almacenamiento en 100%, 90%, etc. hasta 0%. La Figura 2.7 ilustra la definición de los estados del sistema para uno solo embalse. Observe que se supone conocido el estado inicial (el nivel de almacenamiento en el inicio de la primera etapa).

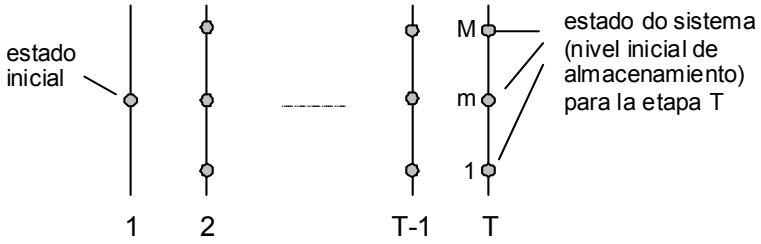


Figura 2.7 – Definición de los estados del sistema

b) Empezando de la *última* etapa, T, resuelva el problema de despacho de una etapa (2.9) suponiendo que el almacenamiento inicial es el primer valor del conjunto definido en el paso (a) – por ejemplo, 100%. Dado que se está en la última etapa, la función de costo futuro es igual a cero. Para tomar en cuenta la incertidumbre hidrológica, resuelva el problema de despacho para K *escenarios* de caudales, que representan los distintos valores posibles de afluencias en la etapa. La Figura 2.8 ilustra el procedimiento.

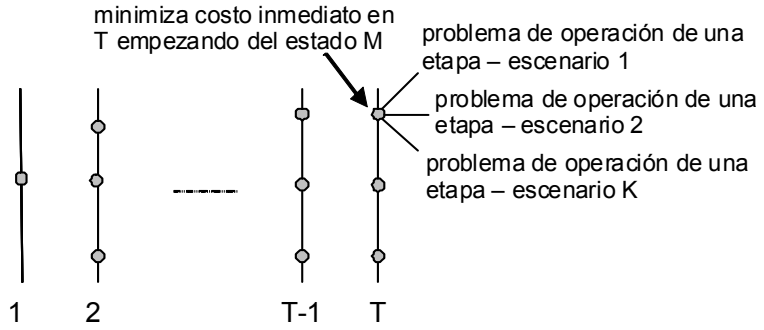


Figura 2.8 – Cálculo de la estrategia óptima – última etapa

c) Calcule el valor esperado del costo operativo asociado al nivel de almacenamiento 100% como el promedio de los costos de los K subproblemas de una etapa. Con esto se obtiene el primer punto de la función de costo futuro para la etapa T-1, $\alpha_T(v_T)$. Repita el procedimiento de cálculo del valor esperado del costo operativo para cada uno de los estados de almacenamiento inicial en la etapa T. Interpole los costos entre los estados calculados y produzca la FCF $\alpha_T(v_T)$ para la etapa T-1 (ver Figura 2.9).

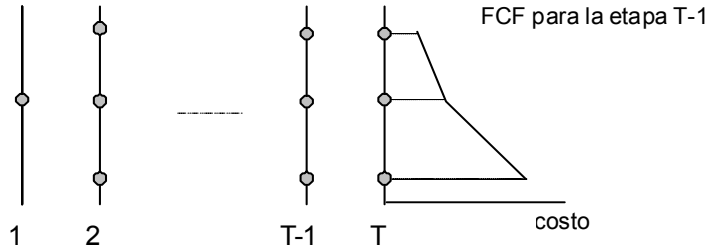


Figura 2.9 – Cálculo de la FCF para la etapa T-1

d) Repita el procedimiento para cada uno de los estados seleccionados de la etapa T-1, como se muestra en la Figura 2.10. Observe que el objetivo ahora es minimizar la suma del costo operativo inmediato de la etapa T-1 más el valor esperado del costo futuro, dado por la FCF calculada en el paso anterior.

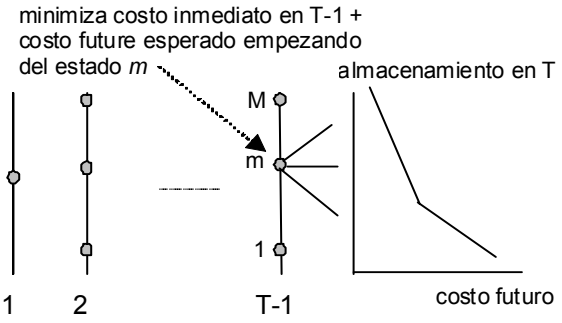


Figura 2.10 – Cálculo de los Costos Operacionales para la Etapa T-1 y FCF calculada en la etapa T

e) Repita el procedimiento del paso (d) para las demás etapas T-2, T-3 etc. hasta la primera etapa.

2.4.3.3 Implementación del esquema SDP

Inicialice la FCF de la última etapa $\alpha_{t+1}(v_t) \leftarrow$

Repita para t = T, T-1, …, 1

Repita para cada valor de almacenamiento $v_t = v_t^1, \ldots, v_t^m, \ldots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^k, \ldots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho (2.9) para v_t^m y caudal a_t^k:

$$\alpha_t^k(v_t^m) = \quad \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \qquad (2.10)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k$$

$$v_{t+1} \leq \overline{v}$$

$$u_t \leq \overline{u}$$

Fin del "loop"

Calcular los costos operativos considerando todos los escenarios de caudales:

$$\alpha_t(v_t^m) = \sum_{k=1}^{K} p_k \times \alpha_t^k(v_t^m)$$

Fin del "loop"

Crear una función de costo futuro $\alpha_t(v_t)$ para la etapa anterior por interpolación de los valores discretos $\{\alpha_t(v_t^m), m = 1, \ldots, M\}$

Fin del "loop"

2.4.4 Representación de la dependencia temporal de los caudales

La mayor parte de los caudales presenta una correlación serial, esto es, si el caudal del mes pasado fue más "seco" que el promedio, existe una tendencia de que el caudal del mes corriente también o sea. Esto se debe al efecto de los acuíferos subterráneos, que funcionan como "capacitores" (la tasa de vaciado del acuífero depende del volumen total absorbido en el pasado). Esta correlación se puede representar por una cadena de Markov, donde p_{kl} es la probabilidad de transición del caudal a_t^k en la etapa t para el caudal a_{t+1}^l en la etapa t+1:

t+1→ t↓	a_{t+1}^1	…	a_{t+1}^l	…	a_{t+1}^L

$t+1\rightarrow$ $t\downarrow$	a_{t+1}^{1}	…	a_{t+1}^{l}	…	a_{t+1}^{L}
a_t^1	p_{11}	…	p_{1l}	…	p_{1L}
…	…	…	…	…	…
a_t^k	p_{k1}	…	p_{kl}	…	p_{kL}
…	…	…		…	
a_t^K	p_{K1}	…	p_{Kl}	…	p_{KL}

La función de costo futuro en el esquema PDE tiene ahora dos variables de estado: el almacenamiento en el inicio de la etapa *t* y el caudal a lo largo de la misma etapa. La implementación de la PDE con dos variables de estado se presenta a continuación:

Inicialice la función de costo futuro de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_T,a_T) \leftarrow 0$

Repita para *t* = T, T-1, …, 1

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = v_t^1, \ldots, v_t^m, \ldots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^k, \ldots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho para el volumen inicial v_t^m y afluencia a_t^k donde el objetivo es minimizar la suma del costo inmediato más el valor esperado del costo futuro, calculado para todas las transiciones de a_t^k para $\{a_{t+1}^l\}$ en la próxima etapa (Figura 2.11):

$$\alpha_t(v_t^m,a_t^k) = \quad \text{Min} \quad c_t(u_t) + \sum_{l=1}^{L} p_{kl} \times \alpha_{t+1}(v_{t+1}^k,a_{t+1}^l) \qquad (2.11)$$

sujeto a

$$v_{t+1}^k = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k$$

$$v_{t+1}^k \le \overline{v}$$

$$u_t \le \overline{u}$$

Fin del “loop”

Fin del “loop”

Construya la función de costo futuro $\alpha_t(v_t,a_t)$ para la etapa anterior interpolando los valores calculados $\{\alpha_t(v_t^m,a_t^k)$, *m* = 1, ..., M; *k* = 1, ..., K}

Fin del “loop”

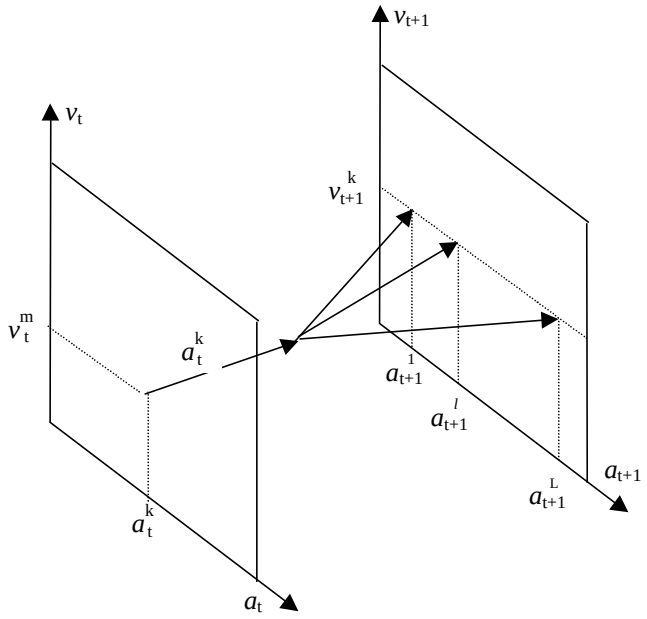


Figura 2.11 – PDE con a_t como variable de estado

2.5 Representación alternativa de la correlación serial

Una manera alternativa – y equivalente en términos matemáticos – de representar las correlaciones seriales es usar como variable de estado el caudal de la etapa *anterior*, a_{t-1} (Figura 2.12). El procedimiento pasa a ser

Inicialice la función de costo futuro de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_T, a_{T-1}) \leftarrow 0$

Repita para t = T, T-1, …, 1

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = v_t^1, \ldots, v_t^m, \ldots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales *anteriores* $a_{t-1} = a_{t-1}^1, \ldots, a_{t-1}^k, \ldots, a_{t-1}^K$

Repita para cada caudal *condicionado* en t: a_{t-1}^k: $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^l, \ldots, a_t^L$

Resuelva el despacho para los valores para v_t^m y a_t^l:

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^k) = \quad \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}^l, a_t^l) \qquad (2.12)$$

sujeto a

$$v_{t+1}^l = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l$$

$$v_{t+1}^l \leq \overline{v}$$

$$u_t \leq \overline{u}$$

Fin del “loop”

Calcule el costo operativo esperado sobre todos los escenarios de caudales:

$$\alpha_t(v_t^m, a_{t-1}^k) = \sum_{l=1}^{L} p_{kl} \times \alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^k)$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Construya la función de costo futuro $\alpha_t(v_t, a_{t-1})$ para la etapa anterior interpolando los valores calculados $\{\alpha_t(v_t^m, a_{t-1}^k), m = 1, \ldots, M; k=1, \ldots, K\}$.

Fin del "loop"

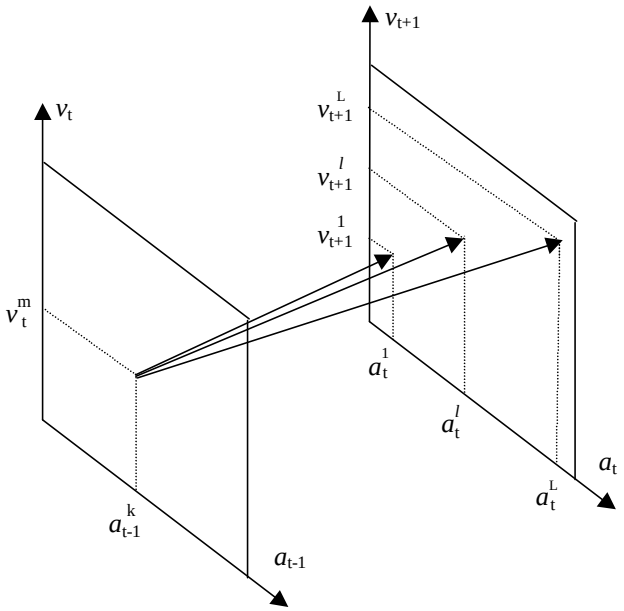


Figura 2.12 – PDE con a_{t-1} como variable de estado

2.6 Limitaciones del esquema PDE

El esquema PDE ha sido usado por varios años en los países con sistemas hidroeléctricos. Sin embargo, la recursión de PDE requiere la enumeración de todas las *combinaciones* de los valores del almacenamiento inicial y de los caudales anteriores. Como consecuencia, el esfuerzo computacional aumenta exponencialmente con el número de embalses. Este crecimiento (conocido como la "maldición de la dimensionalidad" de la programación dinámica) se ilustra en el Tabla 2.1, que muestra el número de combinaciones con el número de embalses, suponiendo que los niveles de los embalses y de los caudales se representan por 20 valores cada.

Tabla 2.1 – Maldición de la dimensionalidad

número de embalses	número de estados

número de embalses	número de estados
1	20^2 = 400
2	20^4 = 160 mil
3	20^6 = 64 millones
4	$20^8 \approx$ 25 mil millones
5	$20^{10} \approx$ 10 billones

Esta limitación computacional llevó al desarrollo de esquemas aproximados de solución tales como la agregación de los embalses y la programación dinámica con aproximaciones sucesivas, donde la política operativa de cada embalse se calcula en separado, suponiendo conocidas las políticas para los demás embalses.

El enfoque utilizado en el modelo SDDP se basa en una técnica de representación analítica de la función de costo futuro, conocida como programación dinámica dual estocástica (PDDE). El esquema PDDE no requiere la discretización previa del espacio de estados, lo que alivia el esfuerzo computacional de la recursión de PD estocástica. La PDDE se aplicó a docenas de países en las Américas, Europa, Eurasia y Asia-Pacífico.

2.7 El esquema de PD Dual DP

2.7.1 El algoritmo PDDE

2.7.1.1 Aproximación lineal por partes de la función de costo futuro

El esquema PDDE se basa en el hecho que la FCF se puede representar como una función lineal por partes, esto es, no es necesario crear una tabla con interpolaciones. Además, se muestra que la inclinación de la FCF al rededor de un dado estado se obtiene analíticamente de los multiplicadores Simplex asociados a la solución óptima del problema de despacho de una etapa (2.9). La Figura 2.13 ilustra el cálculo por PDDE del costo operativo promedio y de la inclinación de la FCF para la última etapa, estado inicial = 100% (paso (c) del procedimiento tradicional de PDE).

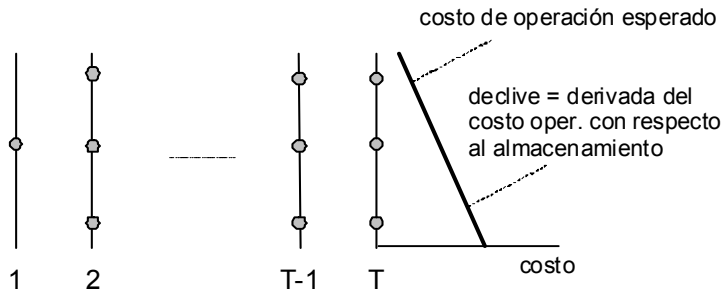


Figura 2.13 – PDDE – Cálculo del primer segmento lineal de la FCF

Se muestra a continuación el problema de despacho de la última etapa (observe que la FCF para esta etapa, $\alpha_{T+1}(v_{T+1})$, se inicializa como igual a cero):

$$z_T = \text{Min} \quad c_T(u_T) \qquad \text{multiplicadores} \qquad (2.13)$$

sujeto a

$$v_{T+1} = v_T - u_T - s_T + a_T \qquad \pi_h$$

$$v_{T+1} \le \overline{v} \qquad \pi_v$$

$$u_T \le \overline{u} \qquad \pi_u$$

De la teoría de la programación lineal, se sabe que los multiplicadores asociados a cada restricción del problema (2.13) en su solución óptima representan la derivada del costo óptimo z_T con respecto a una perturbación en el lado derecho de la restricción. En particular, el multiplicador asociado a la ecuación de balance hídrico, π_h, representa la derivada de z_T con respecto a una variación en el almacenamiento inicial v_T:

$$\pi_h = \partial z_T / \partial v_T \qquad (2.14)$$

Se observa en la Figura 2.13 que la expresión (2.14) corresponde a la inclinación de la FCF para la etapa T-1. El segmento lineal se puede interpretar como una expansión en series (hasta el primer término) de la FCF alrededor del almacenamiento inicial v_T.

La Figura 2.14 muestra el cálculo del costo operativo y de las inclinaciones de la FCF para cada estado en la etapa T. Se observa que la FCF $\alpha_T(v_T)$ de la etapa T-1 es una superficie lineal por partes, donde para cada punto se selecciona el segmento con el costo más alto ("convex hull").

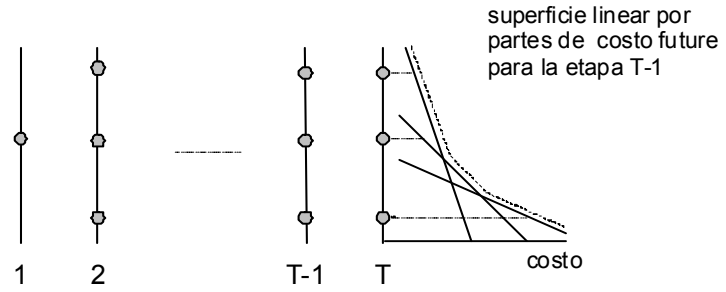


Figura 2.14 – Construcción de una FCF lineal por partes para la etapa T-1

El despacho hidrotérmico para la etapa anterior T-1 se representa como el siguiente problema de programación lineal:

$$\alpha_{T-1}(v_{T-1}) = \text{Min} \quad c_{T-1}(u_{T-1}) + \alpha_T$$

sujeto a (2.15)

$$v_T = v_{T-1} - u_{T-1} - s_{T-1} + a_{T-1}$$

$$v_T \le \overline{v}$$

$$u_{T-1} \le \overline{u}$$

$$\alpha_T \ge \varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N$$

La FCF se representa por la variable escalar α_T y por N restricciones lineales $\{\alpha_T \geq \varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n\}$, donde N es el número de segmentos lineales. Como muestra la Figura 2.15, las desigualdades $\{\alpha_T \geq \ldots\}$ representan la característica lineal por partes de esta función (para cualquier v_T, el segmento "activo" será el del más alto valor $\varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n$).

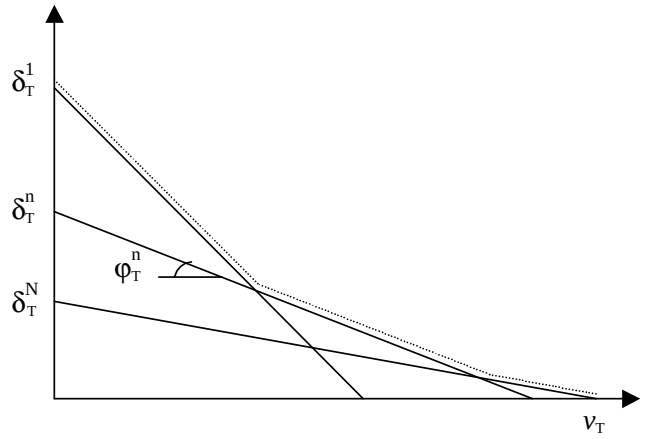


Figura 2.15 – FCF lineal por partes

2.7.2 Esquema de recursión "backward"

El procedimiento recursivo para cálculo de la FCF lineal por partes es muy semejante al de la PDE tradicional:

Inicialice el número de segmentos lineales N = número de almacenamientos iniciales M

Inicialice la FCF para la última etapa: $\{\varphi_{T+1}^n$ e $\delta_{T+1}^n\} = 0$ para $n = 1, \ldots, N$

Repita para $t = T, T-1, \ldots, 1$

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = \{v_t^m, m = 1, \ldots, M\}$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^k, \ldots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho para el volumen v_t^m y caudal a_t^k:

$$\alpha_t^k(v_t^m) = \quad \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \qquad \text{multiplicador} \qquad (2.16)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k \qquad \pi_{ht}^k$$

$$v_{t+1} \leq \overline{v}$$

$$u_t \leq \overline{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1} + \delta_{t+1}^n \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N$$

Fin del "loop"

Calcule el coeficiente y el término constante para el segmento lineal *m* de la FCF de la etapa anterior:

$$\varphi_t^m = \sum_{k=1}^{K} p_k \times \pi_{ht}^k \qquad \text{y} \qquad \delta_t^m = \sum_{k=1}^{K} p_k \times \alpha_t^k(v_t^m) - \varphi_t^m \times v_t^m$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

2.7.2.1 Cálculo del límite inferior

A la primera vista, no existen diferencias significativas entre el procedimiento de PDDE y el esquema tradicional de PD. Sin embargo, se observa que bajo el esquema tradicional se construí la FCF a través de la interpolación de los valores discretizados $\{\alpha_t(v_t^m)\}$. Esto significa que el número de puntos necesario para representar un sistema de I plantas hidroeléctricas es por lo menos igual a 2^I combinaciones de dos puntos extremos para cada embalse (lleno/vacío).

En la PDDE, los segmentos lineales se usan para *extrapolar* los valores de la FCF, esto es, no es necesario calcular todas las combinaciones de puntos para obtener FCF completa, aun que aproximada. Además, si se usa un conjunto menor de almacenamientos iniciales, se generan menos segmentos lineales. Como muestra la Figura 2.15, la FCF resultante, que se basa en el máximo valor sobre todos los segmentos, será un límite inferior a la función "real".

En consecuencia, la FCF para la primera etapa es un límite inferior $\underline{z}$ para la solución óptima del despacho hidrotérmico:

$$\underline{z} = \alpha_1(v_1) \tag{2.17}$$

2.7.3 Cálculo del límite superior

Si encontramos una manera de calcular un límite superior $\overline{z}$ para el valor de la solución óptima, esto haría posible una estrategia de aumentar incrementalmente la precisión de la solución del problema (esto es, empezar con un conjunto pequeño de almacenamientos iniciales; calcular los límites superior e inferior; y aumentar el número de puntos si fuera necesario).

2.7.3.1 Esquema de simulación

Este límite superior se estima a través de una *simulación Monte Carlo* de la operación del sistema, usando el conjunto de las FCFs producida por el esquema de recursión "backward", vea la sección 2.7.2. El resultado de la simulación es un límite superior porque la única FCF que resultaría en el menor costo operativo promedio es la FCF óptima; una simulación operativa con cualquier otra FCF resultaría, por definición, en costos operativos más altos que el óptimo.

El esquema de simulación se implementa en los siguientes pasos:

Defina un conjunto de escenarios de caudales $a_t = \{a_t^1, \ldots, a_t^m, \ldots, a_t^M\}$ para $t = 1, \ldots, T$

Repita para cada escenario $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^m, \ldots, a_t^M$

Inicialice el almacenamiento para la etapa 1 como $v_t^m = v_1$

Repita para $t = 1, \ldots, T$

Resuelva el despacho para el almacenamiento v_t^m y caudal a_t^m

$$\text{Min} \quad c_t(u_t^m) + \alpha_{t+1} \tag{2.18}$$

sujeto a

$$v_{t+1}^m = v_t^m - u_t^m - s_t + a_t^m$$

$$v_{t+1}^m \leq \overline{v}$$

$$u_t^m \leq \overline{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1}^m + \delta_{t+1}^n \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N$$

Fin del "loop"

Calcule el costo operativo total z^m para el escenario m como la suma de todos los costos inmediatos a lo largo del periodo de estudio:

$$z^m = \sum_{t=1}^{T} c_t(u_t^m)$$

Fin del "loop"

2.7.3.2 Intervalo de confianza

El valor esperado del costo operativo se *estima* por el promedio de los costos considerando todos los senarios de caudales:

$$\hat{\overline{z}} = \frac{1}{M} \sum_{t=1}^{T} z^m \tag{2.19}$$

Cuando se usa una simulación Monte-Carlo, se puede calcular la incertidumbre alrededor del valor "verdadero" (de población) de $\overline{z}$. El intervalo de confianza a 95% es:

$$\overline{z} \in [\hat{\overline{z}} - 1.96 \times \hat{\sigma}; \hat{\overline{z}} + 1.96 \times \hat{\sigma}] \tag{2.20}$$

donde $\hat{\sigma}$ es la desviación estándar del estimador dada por:

$$\hat{\sigma} = [\frac{1}{M-1}\sum_{t=1}^{T}(z^m - \bar{z})^2]^{½} \quad (2.21)$$

2.7.4 Verificación de la optimalidad

Se obtiene la solución óptima cuando el límite inferior $\underline{z}$ calculado en (2.17) está en el intervalo de confianza (2.20). Se observa que, debido a la variación muestral, el límite inferior puede exceder el promedio estimado $\hat{z}$.

2.7.5 Nueva iteración

Si el límite inferior está fuera del intervalo de confianza, la recursión "backward" se ejecuta de nuevo, a partir de un conjunto adicional de valores de almacenamiento. Los candidatos naturales para los nuevos valores son los volúmenes $\{v_t^m,\ m = 1, ..., M\}$ producidos en el paso de simulación.

Observe que se retiene los segmentos lineales calculados en la iteración anterior, pues la FCF lineal por partes se calcula como el máximo sobre todos los segmentos. En otras palabras, es posible perfeccionar gradualmente la representación de la FCF.

2.8 Representación de la correlación serial en la PDDE

La representación de la correlación serial en la PDDE se basa en un proceso de Markov (modelo lineal autoregresivo) y no una cadena de Markov:

$$\frac{(a_t - \mu_t)}{\sigma_t} = \phi_1 \times \frac{(a_{t-1} - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t \quad (2.22)$$

donde:

μ_t	caudal promedio
σ_t	desviación estándar
ϕ_1 y ϕ_1	parámetros del modelo
ξ_t	variable aleatoria independiente

Se usa la formulación de la sección 2.5, donde las variables de estado son el almacenamiento en el inicio de la etapa *t*, v_t; y el caudal de la etapa anterior, a_{t-1}. Esto se ilustra en las ecuaciones abajo, que muestran el problema de despacho para la etapa *t*, con almacenamiento inicial v_t^m y caudal anterior a_{t-1}^m:

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m) = \quad \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \qquad \text{multiplicador} \quad (2.23)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l \qquad \pi_{ht}^l$$
$$v_{t+1} \le \overline{v}$$
$$u_t \le \overline{u}$$

El caudal para la etapa *t*, a_t^l, resulta de la aplicación del proceso de Markov (2.22):

$$a_t^l = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{a_{t-1}^m - \mu_{t-1}}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^l] + \mu_t \qquad (2.24)$$

donde ξ_t^l se muestrea de la distribución de probabilidad correspondiente. La aproximación de la FCF para la etapa anterior tendrá dos coeficientes, basados en las derivadas de $\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m)$ con respecto a v_t^m y a_{t-1}^m en la solución óptima. El primer coeficiente se calcula como en el caso independiente:

$$\partial\alpha_t^l/\partial v_t = \pi_{ht}^l \qquad (2.25)$$

El segundo se calcula a través de la regla de la cadena:

$$\partial\alpha_t^l/\partial a_{t-1} = \partial\alpha_t^l/\partial a_t \times \partial a_t/\partial a_{t-1} \qquad (2.26)$$

El término $\partial\alpha_t^l/\partial a_t$ también corresponde al multiplicador π_{ht}^l, porque tanto v_t^m como a_t^l están en la misma ecuación de balance hídrico. A su vez, el término $\partial a_t/\partial a_{t-1}$ se calcula a partir de los parámetros del modelo de caudales de (2.24):

$$\partial a_t/\partial a_{t-1} = \sigma_t \times \phi_1/\sigma_{t-1} \qquad (2.27)$$

El esquema recursivo se implementa como:

1. Generación de M secuencias de caudales a lo largo del periodo de estudio

Inicialice $\{a_0^m\}$, $m = 1, \ldots, M$

Repita para $t = 1, \ldots, T$

Repita para $m = 1, \ldots, M$

Muestre una variable aleatoria ξ_t^m

Calcule el caudal para la etapa *t* condicionado al caudal anterior a_{t-1}^m:

$$a_t^m = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{a_{t-1}^m - \mu_{t-1}}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^m] + \mu_t$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

2. Recursión Backward

Repita para t = T, T-1, …, 1

Repita para m = 1, …, M

Recupere el vector de estado [almacenamiento, caudal anterior] $\{v_t^m, a_{t-1}^m\}$

Repita para l = 1, …, L

Muestre una variable aleatoria ξ_t^l

Calcule el caudal para la etapa t condicionado al caudal anterior a_{t-1}^m:

$$a_t^l = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{a_{t-1}^m - \mu_{t-1}}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^l] + \mu_t$$

Resuelva el problema de despacho para v_t^m y a_t^k:

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m) = \quad \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \qquad (2.28)$$

sujeto a

$$v_{t+1}^l = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l$$

$$v_{t+1}^l \le \overline{v}$$

$$u_t \le \overline{u}$$

$$\alpha_{t+1} \ge \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1} + \gamma_{t+1}^n \times a_t^l + \delta_{t+1}^n \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N$$

Calcule los coeficientes de la aproximación de la FCF para la etapa anterior, como se ilustra en (2.25)-(2.27)

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Observe que a_t^l es un valor conocido cuando se resuelve el problema de despacho (2.28). Consecuentemente, el término $\gamma_{t+1}^n \times a_t^l$ se suma al término constante δ_{t+1}^n. En otras palabras, dado que las derivadas se calculan analíticamente el esfuerzo computacional del esquema de la PDDE no cambia con el aumento de las dimensiones del espacio de estados.

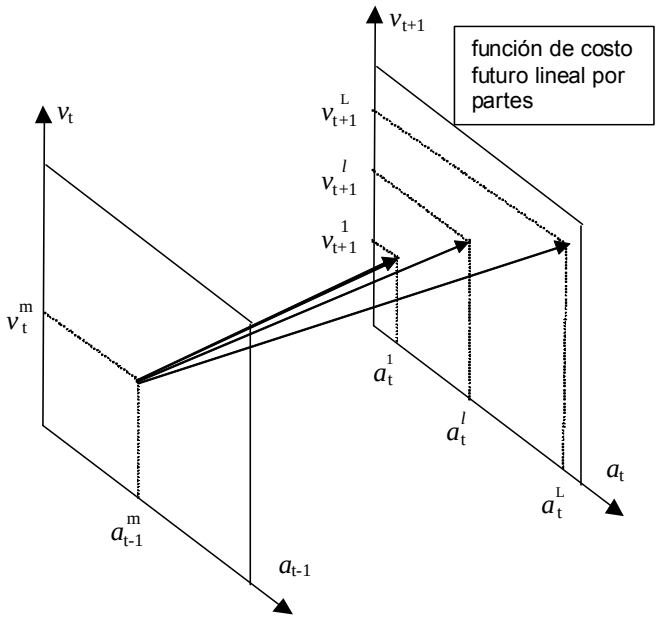


Figura 2.16 – Correlación serial en la PDDE

3 DESPACHO DE UNA ETAPA: FORMULACIÓN BÁSICA

3.1 Planteamiento del problema

Se presenta ahora en más detalle el cálculo de la decisión operativa óptima para cada etapa de los estudios de mediano y largo plazo. El problema de despacho hidrotérmico para la etapa *t* se plantea como:

$$\text{Min} \quad FCI + FCF \tag{3.1}$$

sujeto a las restricciones operativas básicas de la etapa.

3.2 Función objetivo

Como fue discutido anteriormente, el objetivo del despacho hidrotérmico es minimizar la suma de los costos operativos inmediato y futuro. El costo inmediato FCI está dado por los costos térmicos $c(j) \times g_t(j)$ en la etapa *t* más las penalizaciones por las violaciones de restricciones operativas:

$$FCI = \sum_{k=1}^{K} \sum_{j=1}^{J} c(j) \times g_{tk}(j) + c_\delta \times \delta g_t \tag{3.2}$$

donde

k	índice de los escalones de demanda en la etapa		
K	número de escalones		
j	índice de las centrales térmicas		
J	conjunto de centrales térmicas		
$c(j)$	costo variable de operación de la central j	$/MWh	D
$g_{tk}(j)$	energía producida en la planta j en el t y escalón k	MWh	V
c_δ	representa (de manera genérica) el costo por la violación de una restricción operativa	$/unidad violación	D
δg_t	monto de la violación en la etapa t	unidad violación	V

A su vez, como se ilustró en la sección 2.4.3 el costo futuro FCF se representa por la siguiente función:

$$FCF = \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) \tag{3.3}$$

donde:

v_{t+1}	almacenamiento al final de la etapa t	hm^3	V
a_t	Caudales afluente a los embalses durante la etapa t	hm^3	D

Observe que la FCF depende de los caudales debido a una dependencia temporal, esto es, un caudal húmedo en la etapa *t* indica que en promedio los caudales de la etapa *t*+1 también serán húmedos[1].

3.3 Restricciones operativas básicas

A continuación se describen las restricciones operativas básicas del problema de despacho. Estas restricciones son:

- ecuaciones de balance hídrico
- ecuaciones de suministro de la demanda
- límites operativos (límites de almacenamiento en los embalses, restricciones de turbinamiento mínimo y máximo y límites en la generación térmica)

3.3.1 Balance hídrico

Como se ilustró en la sección 2, la ecuación de balance hídrico relaciona el volumen de los embalses con el caudal afluente y el caudal defluente:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) + a_t(i) - \varepsilon(v_t(i)) - \sum_{k=1}^{K} [u_{tk}(i) + s_{tk}(i)] \qquad (3.4)$$

$$+ \sum_{m \in I_U(i)} \sum_{k=1}^{K} u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_S(i)} \sum_{k=1}^{K} s_{tk}(m) + \sum_{m \in I_F(i)} \sum_{k=1}^{K} \phi_{tk}(m) \quad \text{para } i = 1, \ldots, I$$

donde:

i	índice de las centrales hidroeléctricas		
I	conjunto de centrales hidroeléctricas		
$I_U(i)$	conjunto de centrales que turbinan para la central i		
$I_S(i)$	conjunto de centrales que vierten para la central i		
$I_F(i)$	conjunto de centrales que filtran para la central i		
$v_{t+1}(i)$	almacenamiento final de la central i en la etapa t	hm^3	V
$v_t(i)$	almacenamiento inicial de la central i en la etapa t	hm^3	D
$a_t(i)$	caudal lateral afluente a la central i en la etapa t	hm^3	D
$\varepsilon(v_t(i))$	volumen evaporado en la central i en la etapa t	hm^3	D
$u_{tk}(i)$	volumen turbinado por la central i durante la etapa t, escalón k	hm^3	V
$s_{tk}(i)$	volumen vertido por la central i durante la etapa t, escalón k	hm^3	V
$\phi_{tk}(i)$	volumen filtrado por la central i durante la etapa t, escalón k	hm^3	V

[1] Esta dependencia se representa en los parámetros del modelo estocástico de caudales.

3.3.2 Límites de almacenamiento

$$\underline{v}_t(i) \le v_t(i) \le \overline{v}_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \tag{3.5}$$

donde:

$\underline{v}_t(i)$	volumen mínimo de almacenamiento de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\overline{v}_t(i)$	volumen máximo de almacenamiento de la central i en la etapa t	hm^3	D

3.3.3 Turbinamiento mínimo

Dado que puede ser físicamente imposible atender una restricción de turbinamiento mínimo, es decir, el problema de una etapa puede resultar inviable se modela variables de holgura en las restricciones de turbinamiento mínimo como se ilustra a continuación:

$$u_{tk}(i) + \delta u_{tk}(i) \ge \underline{u}_{tk}(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K \tag{3.6}$$

donde:

$\underline{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado mínimo para la central i en la etapa t, escalón k	hm^3	D
$\delta u_{tk}(i)$	violación del turbinamiento mínimo en la etapa t, escalón k	hm^3	V

En la función objetivo se debe incluir la variable de holgura con un coeficiente de penalización alto[2] .

3.3.4 Turbinamiento máximo

La máxima energía generada por una central hidroeléctrica está limitada por el mínimo valor entre la capacidad de la turbina y la capacidad del generador, como se muestra en la Figura 3.1:

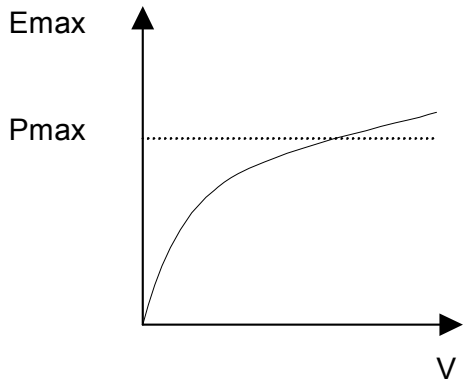


Figura 3.1 – Producción de energía

[2] La penalización debe reflejar el "trade-off" entre el costo operativo y el prejuicio de las violaciones de la restricción

La restricción de turbinamiento máximo se formula de la siguiente manera:

$$u_{tk}(i) \le \text{Min}\ (\ \overline{u}_{tk}(i),\ \overline{g}_{tk}(i) / \rho(v_t(i))\ ) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K \qquad (3.7)$$

donde:

$\overline{u}_{tk}(i)$	máximo volumen turbinable para la central *i*, etapa *t*. Representa la capacidad de la turbina	hm^3	D
$\overline{g}_{tk}(i)$	potencia máxima de la central *i* en la etapa *t*. Representa la capacidad del generador	MW	D
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central *i* en la etapa *t* calculado en función del volumen del embalse	MWh/hm^3	D

3.3.5 Producción de energía hidroeléctrica

$$g_{tk}(i) = \rho(v_t(i)) \times u_{tk}(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K \qquad (3.8)$$

donde:

$g_{tk}(i)$	energía producida por *i* en el escalón *k*, etapa *t*	MWh	V
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central *i* en la etapa *t*	MWh/hm^3	D

3.3.6 Límites en la generación térmica

$$\underline{g}_{tk}(j) \le g_{tk}(j) \le \overline{g}_{tk}(j) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J;\ k = 1, \ldots, K \qquad (3.9)$$

donde:

$g_{tk}(j)$	energía producida por la central térmica *j* en el escalón *k*	MWh	V
$\underline{g}_{tk}(j)$	límite de generación mínima de la central *j* en el escalón *k*	MWh	D
$\overline{g}_{tk}(j)$	límite de generación máxima de la central *j* en el escalón *k*	MWh	D

Cabe observar que los límites de generación en cada escalón de demanda se calculan de la siguiente manera:

$$\overline{g}_{tk}(j) = \overline{g}_t(j) \times h(k) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J;\ k = 1, \ldots, K \qquad (3.10a)$$

$$\underline{g}_{tk}(j) = \underline{g}_t(j) \times h(k) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J;\ k = 1, \ldots, K \qquad (3.10b)$$

donde:

$h(k)$	duración del escalón *k*	hora	D

3.3.7 Suministro de la demanda

$$\sum_{i=1}^{I} g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^{J} g_{tk}(j) = d_{tk} \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K \qquad (3.11)$$

donde:

d_{tk}	demanda de energía en la etapa *t*, escalón *k*	MWh	D

3.4 Función de costo futuro

Como se ilustró en la sección 2.7, la función de costo futuro se representa como un conjunto de restricciones lineales, donde cada una representa una linealización de la función.

$$\alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) = \alpha$$

sujeto a

$$\alpha \geq w_t(p) + \sum_{i=1}^{I} \lambda_{tv}(i, p) \times v_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{I} \lambda_{ta}(i, p) \times a_t(i) \qquad (3.12)$$

para $p = 1, \ldots, P$

donde:

p	índice de los cortes o linealizaciones		
P	número de cortes o linealizaciones de la función de costo futuro		
α	variable escalar que representa el valor esperado del costo futuro	k$	V
$w_t(p)$	término constante del *p*-ésimo corte	k$	D
$\lambda_{tv}(i, p)$	coeficiente del volumen final del embalse *i* en el *p*-ésimo corte	k$/hm^3	D
$\lambda_{ta}(i, p)$	coeficiente de la afluencia lateral a la central hidroeléctrica *i* en el *p*-ésimo corte	k$/hm^3	D

4 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – HIDROELÉCTRICA

Además de las restricciones básicas el programa SDDP permite modelar una serie de aspectos adicionales. Cabe observar que la representación de estos aspectos es opcional y depende de las características del sistema en estudio.

4.1 Vertimiento no controlable

Para los representar los embalses que no pueden verter si no están llenos, se utilizan restricciones de programación entera mixta, como se ilustra a continuación:

$$x_t(i) \leq v_{t+1}(i) / \overline{v}_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.1a)$$

$$s_t(i) \leq big \times x_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.1b)$$

donde:

i	índice de las centrales hidroeléctricas		
I	número de centrales hidroeléctricas		
$x_t(i)$	variable de decisión de la planta i en la etapa t	0-1	V
$s_t(i)$	volumen vertido de la planta i en la etapa t	hm^3	V
big	una constante de grande valor (representa “infinito”)	hm^3	D
$v_{t+1}(i)$	almacenamiento final de la planta i en la etapa t	hm^3	V
$\overline{v}_t(i)$	almacenamiento máximo de la planta i en la etapa t	hm^3	D

4.2 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de alerta

El objetivo de restricciones de volumen de alerta es penalizar el almacenamiento cuando si encuentra en situaciones debajo de un nivel de seguridad. Este tipo de restricciones se utiliza, por ejemplo, en el sistema de Colombia.

$$v_t(i) + \delta a_t(i) \geq \underline{va}_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.2)$$

donde:

$\underline{va}_t(i)$	volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\delta a_t(i)$	violación del volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm^3	V

Esta variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad ($/hm^3) que debe ser informado por el usuario o puede ser calculado automáticamente por el modelo como siendo:

1.1 × [Costo de la térmica más cara ($/MWh)] × [Suma de los coeficientes de producción del embalse y de las centrales aguas abajo del embalse]

Por la expresión anterior se concluye que el costo para usar el volumen de alerta es más alto que el costo de utilizar la térmica más cara del sistema. Consecuentemente, el volumen de alerta solo se utilizará cuando todas las plantas térmicas del sistema están generando su capacidad.

4.3 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes mínimos operativos

La curva de volumen mínimo operativo representa una reserva operativa "estratégica", más importante que el volumen de alerta.

$$v_t(i) + \delta m(i) \geq \underline{vm}_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.3)$$

donde:

$\underline{vm}_t(i)$	volumen mínimo operativo de la central *i*, etapa *t*	hm^3	D
$\delta m_t(i)$	violación del volumen mínimo operativo de la central *i* en la etapa *t*	hm^3	V

Esta variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad ($/$hm^3$) que debe ser informado por el usuario o puede ser calculado automáticamente por el modelo como siendo:

1.1 × [Costo de Racionamiento ($/MWh)] × [Suma de los coeficientes de producción del embalse y de las centrales aguas abajo del embalse]

En otras palabras esta restricción no será atendida únicamente si es físicamente imposible, por ejemplo, si el menor valor de la curva aumenta de una etapa para otra y el caudal no es suficiente para llenar el embalse hasta el nuevo nivel.

4.4 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de espera

La curva de volúmenes de espera representa restricciones en el volumen almacenado en el embalse para control de inundaciones. Estas restricciones son modeladas de la siguiente manera:

$$v_t(i) \leq \text{Min}\,(\overline{v}_t(i), \underline{ve}_t(i)) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.4)$$

donde:

$\underline{ve}_t(i)$	volumen de espera de la central *i*, etapa *t*	hm^3	D

4.5 Restricciones en el desfogue total

Las restricciones en el desfogue total de una central hidroeléctrica representan restricciones de navegación en el caso del desfogue total mínimo y en el caso del desfogue total máximo sirven para evitar daños aguas abajo en el caso de crecidas.

$$\underline{\Delta}_t(i) \le u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \delta 1_t(i) - \delta 2_t(i) \le \overline{\Delta}_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K \quad (4.5)$$

donde:

$\underline{\Delta}_t(i)$	desfogue total mínimo de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\overline{\Delta}_t(i)$	desfogue total máximo de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\delta 1_t(i)$	violación del desfogue mínimo de la central i en la etapa t	hm^3	V
$\delta 2_t(i)$	violación del desfogue máximo de la central i en la etapa t	hm^3	V

Las variables que representan las violaciones de las restricciones de desfogue entran en la función objetivo con un coeficiente de penalidad (k$/hm^3). Los valores de penalidad por violación del desfogue total (mínimo o máximo) deben ser informados por el usuario.

4.6 Restricciones de regulación en centrales de pasada

La mayoría de las centrales de pasada tienen pequeños embalses que permiten por lo menos una regulación diaria, es decir, el volumen afluente que llega en la hora fuera de la punta puede ser almacenados para ser turbinado en la hora de punta. En el caso de embalses muy pequeños es posible limitar esta transferencia a través de la siguiente restricción:

$$u_{tk}(i) + s_{tk}(i) \ge \phi(i) \times \left[a_t(i) \times h(k) + \sum_{m \in I_u(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_s(i)} s_{tk}(m)\right] \quad (4.6)$$

$$\text{para } i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K$$

donde:

$\phi(i)$	factor de regulación de la central de pasada i	p.u.	D

Si el factor de regulación $\phi(i)$ es igual a 1 significa que 100% del volumen lateral afluente en el escalón k (suma de la afluencia incremental y de los desfogues de las centrales aguas arriba) debe ser usado en el mismo escalón, es decir, no existe transferencia de energía entre los escalones: se trata de una central de pasada *pura*. Caso el factor de regulación $\phi(i) = 0$ significa que se puede transferir 100% del volumen afluente para producción de energía en cualquier otro escalón. Valores intermediarios para $\phi(i)$, entre 0 y 1, reflejan una capacidad parcial de regulación de los caudales entre los escalones.

4.7 Riego

Cuando se representan riegos, se modifica la ecuación de balance hídrico de las centrales con riego para considerar una constante $r(i)$ (que corresponde a los valores especificados para el riego) y una variable de decisión $\delta r(i)$ para representar la violación del riego especificado, como ilustrado a continuación:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) + a_t(i) - \varepsilon(v_t(i)) - \sum_{k=1}^{K} [u_{tk}(i) + s_{tk}(i)] - r_t(i) + \delta r_t(i) \quad (4.7)$$

$$+ \sum_{m \in I_u(i)} \sum_{k=1}^{K} u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_s(i)} \sum_{k=1}^{K} s_{tk}(m) + \sum_{m \in I_F(i)} \sum_{k=1}^{K} \phi_{tk}(m) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I$$

donde

$r_t(i)$	volumen retirado de la central i (riego) en la etapa t	hm^3	V
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la central i en la etapa t	hm^3	V

La variable de holgura que representa la violación del riego (δr) tendrá sus límites establecidos por el propio valor del riego como:

$$\delta r_t(i) \le r_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.8)$$

La función objetivo penaliza estas variables de holgura (violación de riego) de acuerdo con el tipo del modelo de riego establecido por el usuario:

1. Riego es prioritario a la producción de energía:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times \text{costo de déficit} \times [\sum_{m \in J(i)} \rho(v_t(i))) \times \delta r_t(i)]$$

donde:

$J(i)$	conjunto de plantas aguas abajo de la planta i		D

2. La producción de energía es prioritaria al riego:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times \text{costo operativo de la térmica más cara} \times [\sum_{m \in J(i)} \rho(v_t(i)) \times \delta r_t(i)]$$

3. Valor de penalidad informado por el usuario:

$$\mu_r(i) = C_{ri} \times \delta r_t(i)$$

donde:

C_{ri}	costo fijo proporcionado por el usuario	$k\$/hm^3$	D

4.8 Modelo de volumen muerto

El proceso de llenado de un embalse hasta que el volumen embalsado alcance el nivel mínimo (conocido como “volumen muerto”) tiene efecto sobre la operación tanto de plantes que están aguas arriaba como también de plantas ubicadas aguas debajo de la central en proceso de llenado del volumen muerto. Para representar el llenado del volumen muerto se utiliza curva creciente para el almacenamiento mínimo (sección 4.3) como ilustrado por la Figura 4.1 a continuación.

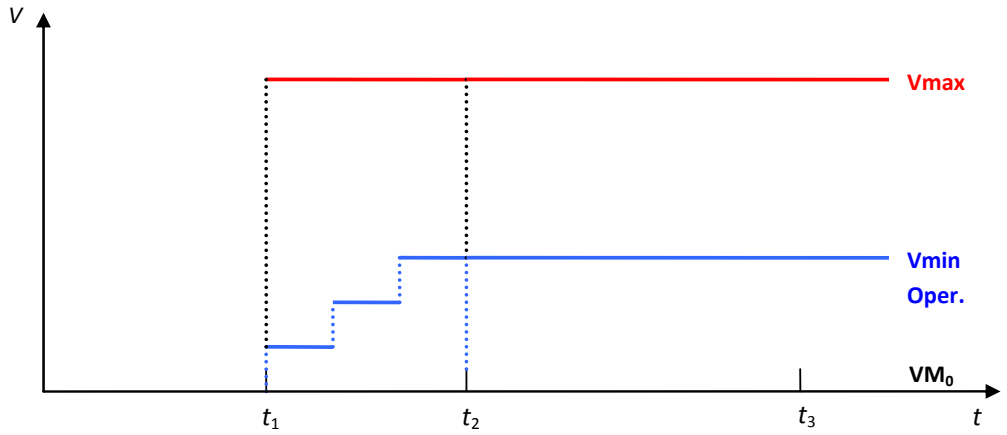


Figura 4.1 – Modelaje del llenado del volumen muerto de una central hidroeléctrica

donde:

t	etapa del estudio		D
t_1	la etapa inicial del período definido para completar el volumen muerto		D
N	el numero de etapas para completar el volumen muerto		D
t_2	la etapa final del período definido para completar el volumen muerto, $t_2 = t_1 + N$		D
t_3	la etapa de entrada en operación		D
VM_0	condición del embalse en la primera etapa del período definido para completar el volumen muerto	p.u.	D
V_{max}	volumen máximo del embalse de los datos de configuración hidroeléctrica	hm^3	D
V_{min}	volumen mínimo del embalse de los datos de configuración hidroeléctrica	hm^3	D
Q_{max}	Turbinamiento máximo de los datos de configuración hidroeléctrica	m^3/s	D

En este modelo se observan las siguientes variaciones en el tiempo:

- Antes de t_1 la planta es futura, o sea, no produce energía;
- El volumen mínimo, para aquellas plantas que tienen período definido para completar el volumen muerto, no puede ser una restricción dura porque esto puede provocar inviabilidad a partir del período ($t_1 \leq t$) definido para completar el volumen muerto. El volumen mínimo será definido igual a cero y su volumen mínimo real será representado como un volumen mínimo operativo penalizado en la función objetivo;
- El proceso para completar el volumen muerto ($t_1 \leq t < t_2$) será realizado a través de una función lineal y creciente por bloques representada por el volumen mínimo operativo y penalizada como 1.1 * costo de déficit. En este período la planta deja de ser futura solamente para efecto de completar el volumen muerto pero no entra efectivamente en operación;
- A partir de $t \geq t_2$, la planta comienza a contribuir para la energía almacenada y energía almacenable máxima, a pesar de no estar en operación. La contribución para el cálculo de

las energías debe ser solamente la debida al volumen del embalse. La productibilidad de esta planta no debe ser acumulada para uso en el cálculo de la energía almacenada. El volumen mínimo operativo será utilizado para calcular el volumen útil de la planta;

- De t_3 en adelante, la planta entra efectivamente en operación.

La Tabla 4.1 presenta un sumario de cómo se representan las variables durante el período de llenado del volumen muerto.

Tabla 4.1 – Parámetros para el proceso de llenado del volumen muerto

Variable/Período	$t < t_1$	$t_1 \leq t < t_2$	$t_2 \leq t < t_3$	$t_3 \leq t$
Factor de producción	Constante	Constante	Constante	Constante
Volumen mínimo	VM0	VM0	VM0	VM0
Volumen máximo	0	Vmax	Vmax	Vmax
Volumen mínimo operativo	0	VM0 + (Vmin-VM0) × (k+1)/N	Vmin	Vmin
Turbinamiento Máximo	0	0	0	Qmax
Energía Almacenada y Almacenable Máxima	0	0	Contabiliza solamente la contribución de la propia planta.	Contabiliza toda la cascada.

4.9 Canal de desfogue

La altura del canal de desfogue varía en función del desfogue total y esta dependencia influencia el cálculo del factor de producción, dado por:

$$\rho = \Delta h \times g \times \eta \tag{4.9}$$

donde la diferencia de alturas está definida como:

$$\Delta h = h(v) - h(u+s) \tag{4.10}$$

donde:

v	volumen almacenado en el embalse
u	volumen turbinado
s	volumen vertido
$h(v)$	cota del embalse
$h(u+s)$	cota del canal de desfogue

Suponga que $h(v)$ es constante o calculado a priori en función del volumen del embalse. Suponga también que se informa una tabla (h_i, d_i) que contiene la información de la cota del canal de desfogue función del desfogue total de la central. Por lo tanto, se puede considerar h_i, la cota del canal de desfogue como representado en la Figura 4.2.

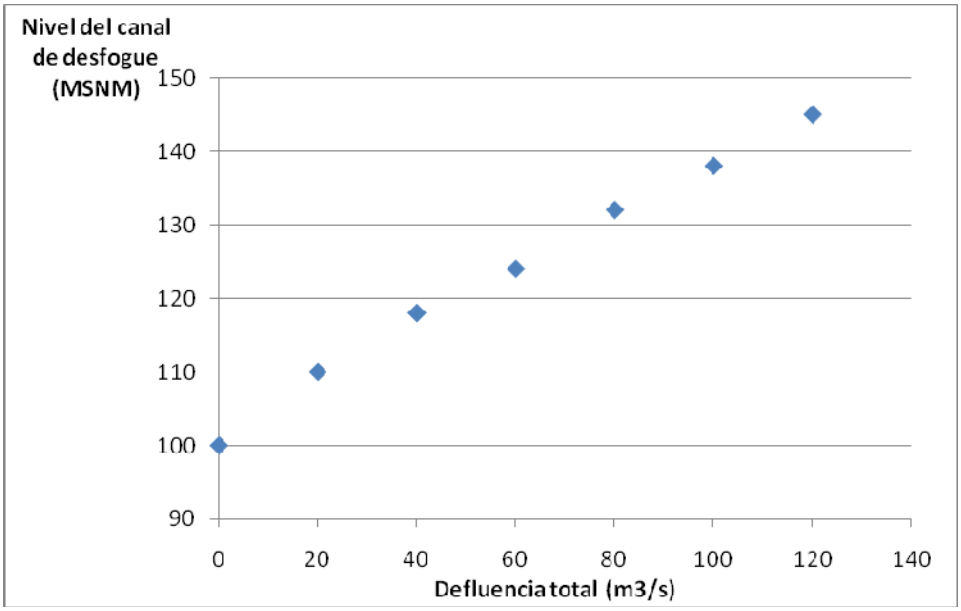


Figura 4.2 – Nivel del canal de desfogue versus desfogue total

A partir de estos cinco intervalos es posible definir los siguientes valores para Δh:

$$\Delta h_i = h(v) - h_i \qquad \text{para } d_i \le d \le d_{i+1} \tag{4.11}$$

Por lo tanto tendremos un factor de producción para cada intervalo:

$$\rho_i(d) = \Delta h_i \times g \times \eta \qquad \text{para } d_i \le d \le d_{i+1} \tag{4.12}$$

Finalmente la generación hidroeléctrica para cada segmento estará dada por:

$$E_i = \rho_1(d) \times u \qquad \text{para } d_i \le u \le d_{i+1} \tag{4.13}$$

La construcción de la curva a continuación se hace a partir de la siguiente tabla:

Tabla 4.2 – Cota del canal de desfogue versus desfogue total

Desfogue total (m^3/s)	Cota del canal de desfogue (MSNM)	Factor de producción ($MW/m^3/s$)	Turbinamiento (m^3/s)	Generación (MW)
0	100	1.962	0	0.00
20	110	1.766	20	35.32
40	118	1.609	40	64.35
60	124	1.491	60	89.47
80	132	1.334	80	106.73
100	138	1.216	80	97.32
120	145	1.079	80	86.33

Para desfogues totales mayores que el turbinamiento máximo, la generación total va disminuir en función de la altura del canal de desfogue que aumenta con el vertimiento y por lo tanto disminuye el factor de producción.

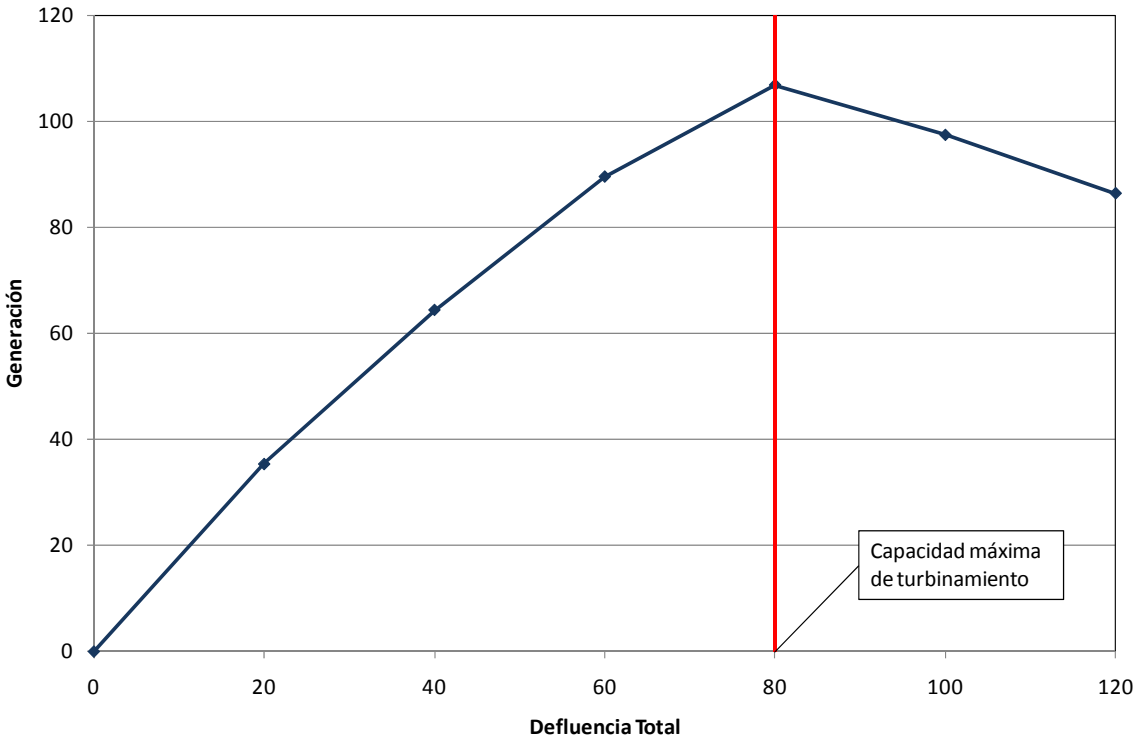


Figura 4.3 – Potencia generada × desfogue

Asociado a cada uno de los segmentos *i* se define una recta dada por:

$$a_i\,(u+s) + b_i \qquad (4.14)$$

donde:

$$a_i = \frac{g_{i+1} - g_i}{d_{i+1} - d_i} \qquad \text{y} \qquad b_i = g_{i+1} - a_i\, d_{i+1}$$

y por lo tanto la variación de la generación hidroeléctrica en función de la altura del canal de desfogue puede ser representada a través del siguiente conjunto de restricciones:

$$E_h \le a_i\,(u+s) + b_i \qquad (4.15a)$$

$$u \le \overline{u} \qquad (4.15b)$$

4.10 Generación en función de la afluencia

Para plantas filo de agua, el turbinamiento es igual a la afluencia total. La utilización de caudales promedio (mensuales o semanales) puede súper-estimar la generación de estas plantas. Una alternativa para modelar la generación de plantas filo de agua de manera más adecuada es definir una tabla que relaciona el caudal turbinable dado el caudal total. Por ejemplo:

Tabla 4.3 – Turbinamiento versus caudal afluente

Caudal total (m^3/s)	Caudal turbinable (m^3/s)
$a_t \leq 10$	10
$10 < a_t \leq 20$	19
$20 < a_t \leq 30$	28
$30 < a_t \leq 40$	36
$40 < a_t \leq 50$	38

Una manera de corregir esta sobre-estimativa seria ajustar el factor de producción de la central por un factor que represente que la producción de energía depende del caudal afluente total. Suponga el siguiente ajuste para una central con factor de producción de 1.2 $MW/m^3/s$:

Tabla 4.4 – Factor de Producción

Caudal total (m^3/s)	Caudal turbinable (m^3/s)	Ajuste de factor de producción	Factor de producción resultante
$a_t \leq 10$	10	1.00	1.20
$10 < a_t \leq 20$	19	0.95	1.14
$20 < a_t \leq 30$	28	0.93	1.12
$30 < a_t \leq 40$	36	0.90	1.08
$40 < a_t \leq 50$	38	0.76	0.91

La generación hidroeléctrica, representada por la variable E_h para cada intervalo es dada por el producto del factor de producción resultante multiplicado por el caudal total, limitada por la capacidad de turbinamiento de la planta.

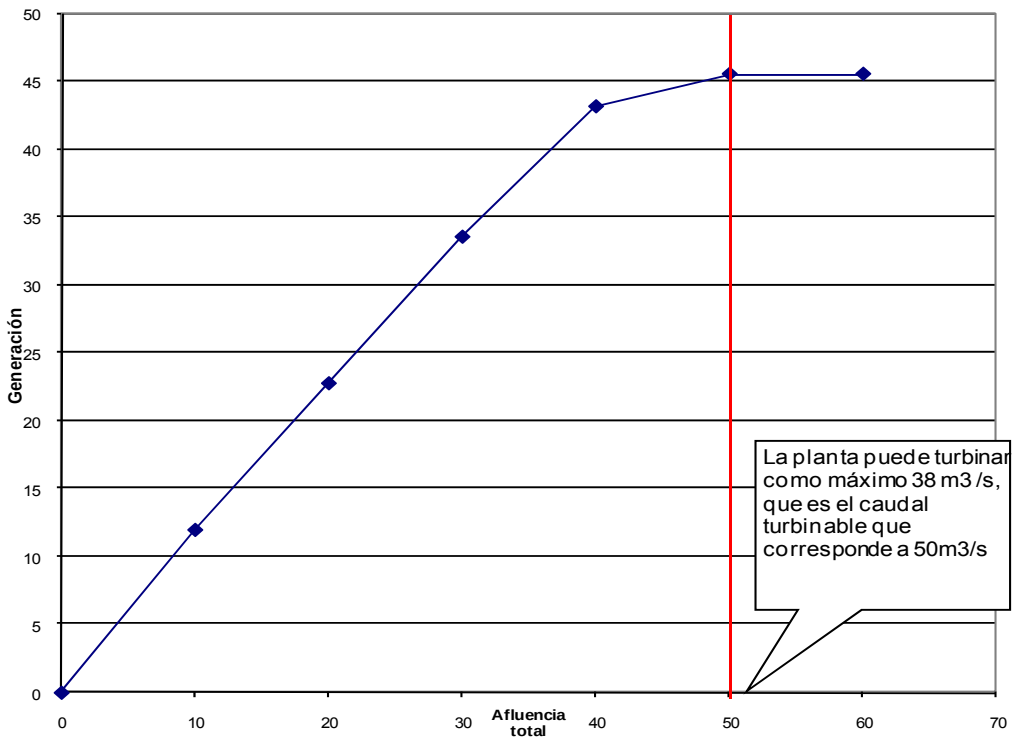


Figura 4.4 – Factor de producción × caudal afluente de plantas filo de agua

Asociado a cada uno de los segmentos *i* se define una recta dada por:

$$\phi_i\,(u+s) + \theta_i \qquad (4.16)$$

Donde utilizando los puntos extremos (a_i, g_i) y (a_{i+1}, g_{i+1}), se obtiene:

$$\phi_i = \frac{g_{i+1} - g_i}{a_{i+1} - a_i} \qquad \text{y} \qquad \theta_i = g_{i+1} - \phi_i\, a_{i+1}$$

y por lo tanto la variación de la generación hidroeléctrica en función de la afluencia total puede ser representada a través del siguiente conjunto de restricciones:

$$E_h \le \phi_i\,(u+s) + \theta_i \qquad \text{para } i = 1, \ldots, \text{número de segmentos} \qquad (4.17a)$$

$$u \le \overline{u} \qquad (4.17b)$$

4.11 Curva de aversión a riesgo

La Curva de Aversión a Riesgo (CAR) se representa en el modelo SDDP por sistema a través de la siguiente restricción:

$$\sum_{i \in N_r} \left(\sum_{j \in J(i)} \rho(v_t(j)) \times (v_{t+1}(j) - \underline{v}_t(j)) \times f_{vutil}(j) + \delta_t \geq \right. \tag{4.18}$$

$$\left. f_{ea} \times \sum_{i \in N_r} \left(\sum_{j \in J(i)} \overline{\rho}(j) \right) \times (\overline{v}_t(i) - \underline{v}_t(i)) \times f_{vutil}(j) \right)$$

donde:

i, j	índices para los embalses		
N_r	número de embalses del sistema		
$J(i)$	conjunto de plantas hidroeléctricas aguas abajo de la planta i		
$\rho(v_t(j))$	coeficiente de producción para calculo de la energía almacenada de la CAR, de la planta j en la etapa t, calculado en función del volumen del embalse	MWh/hm^3	V
$\overline{\rho}(j)$	coeficiente de producción promedio para calculo de la energía almacenable máxima, de la planta j	MWh/hm^3	D
$v_{t+1}(j)$	almacenamiento final de j en la etapa t	hm^3	V
$\underline{v}_t(j)$	almacenamiento mínimo de j en la etapa t	hm^3	D
$\overline{v}_t(i)$	almacenamiento máximo de j en la etapa t	hm^3	D
$f_{vutil}(j)$	factor de participación del volumen de la planta j en el sistema	p.u.	D
δ_t	variable de holgura asociada a la restricción de la curva de aversión a riesgo en la etapa t	MWh	V
f_{ea}	factor de la curva de aversión a riesgo	p.u.	D

La variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad expresado en $/MWh. Ella indica cual es el recurso más caro que se desea utilizar para evitar la violación del nivel de almacenaje establecido por la Curva de Aversión a Riesgo. El usuario puede seleccionar el tipo de penalización que desea asociar a la violación de la Curva de Aversión a Riesgo. Las siguientes dos posibilidades están disponibles en el programa.

1. Penalidad de referencia: corresponde a un valor constante, informado por el usuario o calculado automáticamente por el modelo. Es la opción padrón (*1.1 × Costo de la térmica más cara*) determina que esta restricción no será atendida únicamente con la finalidad de evitar un racionamiento en el sistema.
2. Penalidad reducida: corresponde a un valor de penalidad calculado automáticamente en función del valor del agua para cada etapa y escenario hidrológico.

En la recursión backward existen dos opciones adicionales para corrección del factor de penalización. En la primera se determina la penalización reducida para el primer escenario condicionado (abertura) de cada serie y se asume que este valor es una buena aproximación para las aberturas restantes. En la segunda opción, el programa determina una penalización reducida individualizada para cada escenario condicionado.

5 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – PLANTAS TÉRMICAS

5.1 Centrales térmicas con costos lineales por parte

El factor de consumo de centrales térmicas (en unidades de combustible/MWh) se representa variable hasta un máximo de tres valores de acuerdo al despacho de la central, como se muestra en la Figura 5.1 a continuación.

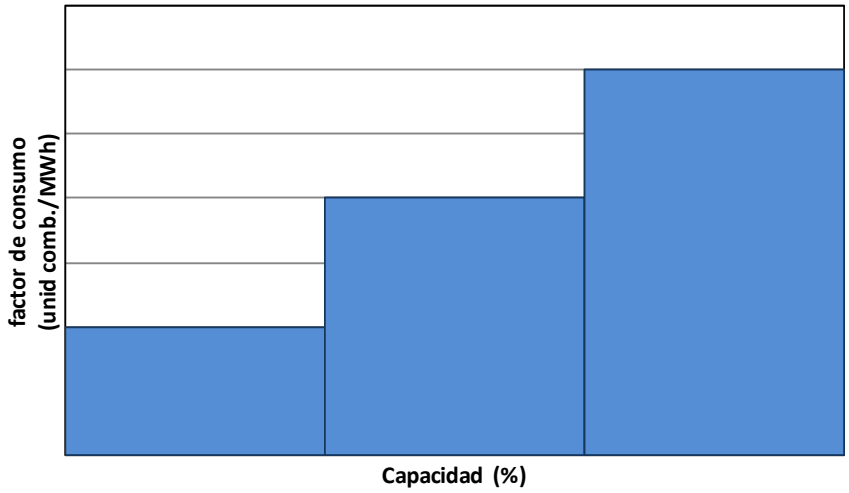


Figura 5.1 – Factor de consumo en función de la producción de la central térmica

En este caso el costo operativo de la central térmica resulta en una función lineal por partes, como ilustrado en la Figura 5.2.

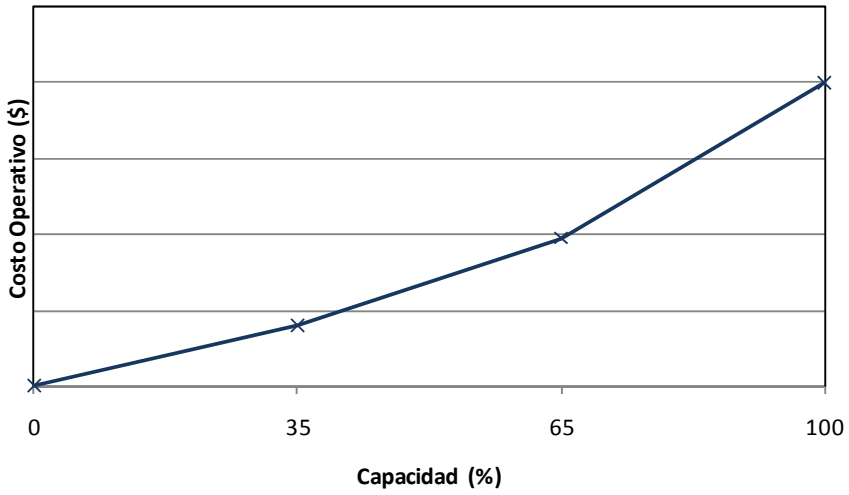


Figura 5.2 – costo operativo térmico por una función lineal por partes

Se observa que los costos operativos unitarios son no decrecientes. Internamente, este tipo de central se representa con tres variables de generación térmica, cada una con un costo unitario de $c(j,h)$ \$/MWh, para $h = 1,2,3$. Estas variables tienen los siguientes límites operativos

$$0 \le g_{tk}(j,h) \le \sigma(j,h) \times \overline{g}_{tk}(j) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J;\ h = 1,2,3;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.1)$$

donde:

$c(j,h)$	costo unitario de la térmica j en el tramo h		D
$g_{tk}(j,h)$	generación de la central térmica j en el tramo h	MWh	V
$\sigma(j,h)$	factor de participación del tramo h en la capacidad total	p.u.	D

La generación total de la central en la etapa t, escalón k, es, por lo tanto, calculada como la suma de las variables generación de cada tramo:

$$g_{tk}(j,h) = \sum_{h=1}^{3} g_{tk}(j,h) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.2)$$

De forma similar, en la función objetivo del problema de despacho el costo de producción de la térmica se calculará por:

$$\sum_{h=1}^{3} c(j,h) \times g_{tk}(j,h) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.3)$$

Cabe observar que si para la central térmica j se representan restricciones de generación mínima mayores que cero, las restricciones de límite operativo se escriben de la siguiente forma:

$$\text{Min } \{\underline{g}_{tk}(j) - \sum_{i<h} \sigma(j, I) \times \overline{g}_{tk}(j),\ \sigma(j,h) \times \overline{g}_{tk}(j)\ \} \le g_{tk}(j,h) \le \sigma(j,h) \times \overline{g}_{tk}(j) \qquad (5.4)$$

$$\text{para } j = 1, \ldots, J;\ h = 1,2,3,\ k = 1, \ldots, K$$

5.2 Centrales térmicas *must-run*

Estas centrales se caracterizan por tener que generar, de forma forzada, su capacidad máxima. En este caso las restricciones de límite de generación térmica para centrales para este tipo de central se substituyen por las siguientes restricciones:

$$g_{tk}(j) = \overline{g}_{tk}(j) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.5)$$

5.3 Límites en el consumo de combustible

La restricción representa límites en la disponibilidad de un combustible en la etapa:

$$\sum_{k=1}^{K} \sum_{j \in \Phi(l)} \varphi(j) \times g_{tk}(j) \leq \overline{\Phi}_t(l) \qquad \text{para } l = 1, \ldots, F \qquad (5.6)$$

donde:

l	índice de los combustibles		
F	número de combustibles		
$\Phi(l)$	conjunto de térmicas que utilizan el combustible l		
$\varphi(j)$	factor de consumo de la central j	UC/MWh	D
$\overline{\Phi}_t(l)$	disponibilidad del combustible de la central l en la etapa t	UC	D

5.4 Límites en la tasa de consumo de combustible

La restricción representa límites en la tasa de consumo de un combustible en la etapa, debido, por ejemplo, a la dimensión de un gaseoducto.

$$\sum_{j \in \Phi(l)} \varphi(j) \times g_{tk}(j) \leq \tau_t(l) \times h(k) \qquad \text{para } l = 1, \ldots, F;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.7)$$

donde:

l	índice de los combustibles		
F	número de combustibles		
$\Phi(l)$	conjunto de térmicas que utilizan el combustible l		
$\varphi(j)$	factor de consumo de la central j	UC / MWh	D
$\tau_t(l)$	tasa máxima de consumo del combustible l en la etapa t	UC/horas	D
$h(k)$	duración del escalón k	horas	D

5.5 Restricciones de generación mínima para grupos de centrales térmicas

Las restricciones de generación mínima son necesarias por ejemplo para aporte de reactivos. Cuando son individuales se representan como los límites inferiores de las variables de generación térmica (3.9). Para grupos de centrales térmicas se representa la siguiente restricción:

$$\sum_{j \in J(r)} g_{tk}(j) \geq \underline{G}_{tk}(r) \qquad \text{para } r = 1, \ldots, R;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.8)$$

donde:

r	índice de los grupos de centrales térmicas		
R	número de grupos de centrales térmicas		

$J(r)$	conjunto de térmicas que pertenecen al grupo r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	generación mínima para el grupo r en la etapa t, escalón k	MWh	D

Observe que en la implementación de esta restricción existe la limitación de que cada unidad térmica sólo puede participar en una restricción de generación mínima.

5.6 Restricciones de generación

Estas restricciones son una generalización de las anteriores. Pueden combinar unidades hidroeléctricas y térmicas y pueden limitar su generación total inferior o superiormente. Además cada generador hidroeléctrico o térmico puede participar en más de una restricción.

La expresión general es:

$$\underline{G}_{tk}(r) \le \sum_{i \in I(r)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(r)} g_{tk}(j) \le \overline{G}_{tk}(r) \qquad \text{para } r = 1, \ldots, R;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.9)$$

donde:

r	índice de las restricciones de generación		
R	número de restricciones de generación		
$I(r)$	conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la restricción r		
$J(r)$	conjunto de térmicas que pertenecen a la restricción r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	Límite inferior de la restricción r en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{G}_{tk}(r)$	Límite superior de la restricción r en la etapa t, escalón k	MWh	D

5.7 Centrales térmicas multi-combustible

Una central térmica multi-combustible se representa como un grupo de centrales térmicas que comparten datos que son iguales, por ejemplo, generación mínima, factores de indisponibilidad y otros que son particulares al combustibles que está en uso, datos de consumo, costo operativo, generación máxima. De esta manera la variable de generación $g_{tk}(j)$ se substituye por un conjunto de variables $g_{tk}(i)$, cada una de ellas representando la parte de generación de la térmica j correspondiente a cada uno de los combustibles alternativos. Para representar la capacidad variable por los combustibles se define una variable $p_{tk}(i)$ que asume valores entre 0 y 1. La generación total de este grupo de plantas térmicas debe satisfacer la siguiente restricción:

$$g_{tk}(i) - \overline{g}_{tk}(j) \times p_{tk}(i) \le 0 \qquad \text{para } i \in M(j);\ j \in J \qquad (5.10a)$$

$$0 \le \sum_{i \in M(j)} p_{tk}(i) \le 1 \qquad \text{para } j \in J \qquad (5.10b)$$

donde:

$M(j)$	conjunto de variables de generación térmica que representan la generación de cada combustibles en la central multi-combustible j		

$p_{tk}(i)$	parte de la capacidad utilizada para producción por el combustible *i* en la central térmica *j*		
J	Conjunto de térmicas multi-combustible		

De forma similar al caso en que los costos operativos se representan por una función lineal por partes, las generaciones variables asociadas a térmicas multi-combustibles son consideradas en las restricciones de una central térmica. Por ejemplo, caso la central *j* es multi-combustible y *must-run* , se modifica la ecuación (5.10a) para:

$$g_{tk}(i) - \bar{g}_{tk}(j) \times p_{tk}(i) = 0 \qquad \text{para } i \in M(j) \qquad (5.11)$$

Similarmente, la función objetivo de problema de despacho se modifica para:

$$\sum_{i \in M(j)} c(i) \times g_{tk}(i) \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K \qquad (5.12)$$

donde:

$c(i)$	costo operativo de la térmica *j* considerando el combustible representado por la variable de generación $g_{tk}(i)$	$/MWh	D

Se destaca que es posible combinar centrales térmicas multi-combustible con otros atributos de una central térmica, por ejemplo, costos operativos representados por una linear por partes y must-run.

5.8 Centrales térmicas tipo unit commitment

Las centrales térmicas tipo *commitment* representan aquellas para las cuales está asociado un costo de arranque. La decisión de despachar una central térmica de este tipo puede ser realizada para cada etapa o cada escalón de demanda dentro de la etapa. En ambos casos estas centrales se modelan usando variables de decisión entera (0/1). De esta forma la representación de este tipo de centrales requiere la utilización de algoritmos de programación entera mixta, lo que introduce una complicación de tipo computacional en el modelo. Si el número de estas centrales no es muy elevado este aspecto no es muy importante.

Si la decisión de despachar se realiza una vez en la etapa, los límites de generación se representan con las siguientes restricciones.

$$g_{tk}(j) - \bar{g}_{tk}(j) \times x_t(j) \le 0 \qquad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.13a)$$

$$g_{tk}(j) - \underline{g}_{tk}(j) \times x_t(j) \ge 0 \qquad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.13b)$$

$$x_t(j) \in \{0,1\} \qquad \text{para } j \in C \qquad (5.13c)$$

donde:

C	conjunto de las centrales térmicas tipo *commitment*	$/MWh	D
$x_t(j)$	decisión de despachar la central térmica *j* (variable entera 0/1) en la etapa *t*	p.u.	V

Se incluye en la función objetivo la variable de decisión multiplicada por el costo de arranque correspondiente:

$$\sum_{j \in C} c_a(j) \times x_t(j) \qquad (5.14)$$

donde:

$c_a(j)$	costo de arranque de la central térmica j	k$	D

Si la decisión de despachar la central térmica se realiza a cada escalón, entonces las restricciones resultan:

$$g_{tk}(j) - \overline{g}_{tk}(j) \times x_{tk}(j) \le 0 \qquad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.15a)$$

$$g_{tk}(j) - \underline{g}_{tk}(j) \times x_{tk}(j) \ge 0 \qquad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.15b)$$

$$x_{tk}(j) \in \{0,1\} \qquad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.15c)$$

y el término que debe ser incluido en la función objetivo es::

$$\sum_{j \in C} \sum_{k=1}^{K} c_a(j) \times x_{tk}(j) \qquad (5.16)$$

donde:

$x_{tk}(j)$	decisión de despachar la central térmica en el escalón k	p.u.	V

6 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – RESERVA DE GENERACIÓN

6.1 Reserva rodante

La reserva rodante es un margen operativo dado en MW para cada etapa y escalón de demanda, para ajustar la operación en tiempo real a las desviaciones con respecto a la operación programada.

6.1.1 Reserva rodante para centrales hidroeléctricas

En el caso de centrales hidroeléctricas la reserva rodante se representa como un valor que se substrae de la máxima capacidad de la planta. En este caso la restricción de turbinamiento máximo resulta:

$$u_{tk}(i) \le \text{Min}\left(\bar{u}_{tk}(i), \frac{\bar{g}_{tk}(i)}{\rho(v_t(i))}\right) - \frac{r_{tk}(i)}{\rho(v_t(i))} \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K \qquad (6.1)$$

donde:

$r_{tk}(i)$	reserva rodante de la central *i*, etapa *t*, escalón *k*	MW	D

6.1.2 Reserva rodante para centrales térmicas

En el caso de centrales térmicas la reserva rodante se representa a través de la siguiente restricción:

$$g_{tk}(j) \le \bar{g}_{tk}(j) - r_{tk}(j) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J;\ k = 1, \ldots, K \qquad (6.2)$$

donde:

$r_{tk}(j)$	reserva rodante de la central *i*, etapa *t*, escalón *k*	MW	D

Cabe observar que cuando la central térmica tiene una función de costos por tramos, la restricción resultante es:

$$\sum_{h=1}^{3} g_{tk}(j,h) \le \bar{g}_{tk}(j) - r_{tk}(j) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J;\ k = 1, \ldots, K \qquad (6.3)$$

6.2 Restricciones de reserva de generación

Estas restricciones de reserva de generación pueden combinar unidades hidroeléctricas y térmicas. Existen tres opciones de representación, cuya expresión es detallada a seguir:

1. La reserva de generación debe ser mayor o igual a un porcentaje de la demanda del sistema:

$$\sum_{i \in I(r)} (\overline{g}_{tk}(i) - g_{tk}(i)) + \sum_{j \in J(r)} (\overline{g}_{tk}(j) - g_{tk}(j)) \geq f(r) \times d_{tk} \qquad (6.4)$$

para $r = 1, \ldots, R_1$; $k = 1, \ldots, K$

2. La reserva de generación compensa la salida de operación de cualquier unidad generadora del sistema que no pertenece al conjunto de reserva:

$$\sum_{i \in I(r)} (\overline{g}_{tk}(i) - g_{tk}(i)) + \sum_{j \in J(r)} (\overline{g}_{tk}(j) - g_{tk}(j)) \geq g_{tk}(s) \quad \text{para } s \notin I(r) \cup J(r) \qquad (6.5)$$

para $r = 1, \ldots, R_2$; $k = 1, \ldots, K$

3. La reserva de generación compensa la salida de operación de cualquier unidad generadora del sistema que pertenece al conjunto de reserva.

$$\sum_{m \in I(r) \cup J(r) - s} (\overline{g}_{tk}(m) - g_{tk}(m)) \geq g_{tk}(s) \quad \text{para } s \in I(r) \cup J(r) \qquad (6.6)$$

para $r = 1, \ldots, R_3$; $k = 1, \ldots, K$

donde:

r	índice de las restricciones de generación		
R_1	número de restricciones de generación tipo 1		
R_2	número de restricciones de generación tipo 2		
R_3	número de restricciones de generación tipo 3		
$I(r)$	conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la restricción r		
$J(r)$	conjunto de térmicas que pertenecen a la restricción r		
$f(r)$	factor de la demanda correspondiente a la restricción de reserva r	p.u.	D
d_{tk}	demanda de la etapa t, escalón k	GWh	D

7 FUENTES DE ENERGIA RENOVABLE

El SDDP permite representar fuentes de energía renovable: centrales eólicas, pequeñas centrales hidroeléctricas, centrales de biomasa, etc. La representación adoptada en el SDDP presupone que el aporte de estas centrales es independiente de una etapa para la siguiente, i.e. la correlación serial es nula. Sin embargo, se preserva una característica importante que es la correlación espacial; por ejemplo, es posible representar la correlación espacial entre aportes en centrales eólicas en una misma región, donde las variaciones del viento son parecidas.

El usuario suministra escenarios sazonales de generación, que pueden ser registros históricos o generados por algún modelo externo. Antes de iniciar el proceso iterativo para cálculo de la política, el SDDP determina los escenarios que serán utilizados de la siguiente manera: para cada etapa *t* y para cada escenario de caudales condicionados *s* (abertura en la backward), se sortea un escenario de aporte de energía renovable entre los informados por el usuario para ese mes. Estos escenarios son utilizados en la fase backward.

En la fase de simulación forward se utilizan los mismos escenarios y si el número de series forward es mayor que el número de aberturas, se aplica un esquema de carrusel.

En el caso de una simulación separada, el modelo permite utilizar los mismos escenarios utilizados en la política o bien sortear directamente del archivo de escenarios del usuario. Para mayores detalles, referirse a los manuales de descripción de archivos y de usuario.

En el modelo matemático los aportes de las fuentes de energia renovable son descontados de la demanda, como mostrado a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & cg + \alpha \\ & g + r = d' \\ & r \leq d' \end{aligned}$$

donde $d' = d - ER$, siendo ER la suma de los aportes de fuentes de energía renovable en el sistema en esa etapa y serie.

8 RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Existen dos diferentes formas para representar las restricciones de la red de transmisión: a través de un *modelo de interconexiones*, que se encuentra descripto en esta sección; o a través del modelo de *flujo de potencia linealizado*, que está descripto en la próxima sección.

8.1 Modelo de interconexión

El modelo de interconexiones representa los límites para cambios de energía entre sistemas vecinos. En este caso es necesario definir una ecuación de suministro de la demanda para cada sistema y modelar los límites para la transferencia de energía entre ellos:

$$\sum_{i \in I(s)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(s)} g_{tk}(j) + \sum_{l \in \Omega(s)} (\omega_{tk}(l,s) - \omega_{tk}(s,l)) = d_{tk}(s) \qquad (8.1)$$

$$\omega_{tk}(l,s) \le \overline{\omega}(l,s)$$

para $s = 1, \ldots, S$; $k = 1, \ldots, K$

donde:

s	índice de los sistemas o regiones		
S	número de sistemas		
$d_{tk}(s)$	demanda de energía en el sistema s en la etapa t, escalón k	MWh	D
I(s)	conjunto de centrales hidráulicas en el sistema s		
J(s)	conjunto de centrales térmicas en el sistema s		
$\Omega(s)$	conjunto de sistemas conectados al sistema s		
$\omega_{tk}(l,s)$	energía transferida del sistema l para el sistema s en la etapa t, escalón k	MWh	V
$\overline{\omega}(l,s)$	Capacidad de interconexión entre los sistemas l y s	MWh	D

La función objetivo se modela un costo variable que depende del escalón de demanda y de la variable de interconexión, como descrito a seguir.

$$\text{Min} \left(\sum_{l \in \Omega(s)} (c(l,s) \times \omega_{tk}(l,s) + c(s,l) \times \omega_{tk}(s,l)) \right) \qquad (8.2)$$

donde:

$c(l,s)$	costo de transferencia de energía del sistema l para el sistema s	$/MWh	D
$c(s,l)$	costo de transferencia de energía del sistema s para el sistema l	$/MWh	D

8.1.1 Restricción de suma de intercambios

Estas restricciones permiten representar límites mínimos y máximos para un conjunto de líneas de interconexión seleccionadas por el usuario. Representando *k* como el índice del escalón de carga y *t* como el índice de tiempo, ellas pueden ser representadas por:

$$\underline{I}_{tk}(si) \le \sum_{m \in K(si)} I_{tk}(m,si) \le \overline{I}_{tk}(si) \qquad \text{para } si = 1, \ldots, N_{si};\ k = 1, \ldots, K \qquad (8.3)$$

donde:

si	índice de la restricción de suma de intercambio		
N_{si}	número de restricciones de suma de intercambios		
$K(si)$	número de líneas de interconexión pertenecientes a la restricción de suma de intercambios *si*		
$I_{tk}(m,si)$	Intercambio de la línea de interconexión *m*, en la etapa *t*, escalón *k*	MWh	V
$\underline{I}_{tk}(si)$	límite inferior de la restricción de suma de intercambios *si*, en la etapa *t*, escalón *k*	MWh	D
$\overline{I}_{tk}(si)$	límite superior de la restricción de suma de intercambios *si*, en la etapa *t*, escalón *k*	MWh	D

8.2 Modelo de flujo de potencia linealizado

El modelo de flujo de potencia activa linealizado se compone de dos conjuntos de ecuaciones, correspondientes a la primera y segunda leyes de Kirchhoff y a las restricciones de límite de flujo en los circuitos.

8.2.1 Primera ley de Kirchhoff

La primera ley representa la ecuación de balance de energía en cada nodo (con el objetivo de simplificar la notación suponemos que existe un único generador en cada nodo):

$$\sum_{m \in \Omega(n)} f(m) + g(n) = d(n) \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N \qquad (8.4)$$

donde:

n	índice de los nodos		
N	número de nodos		
$g(n)$	generación en el nodo *n*	MWh	V
$d(n)$	demanda en el nodo *n*	MWh	D
m	índice de los circuitos		
M	número de circuitos		
$f(m)$	flujo de potencia en el circuito *m*	MWh	V
$\Omega(n)$	conjunto de circuitos conectados directamente con el nodo *n*		

El conjunto de las ecuaciones (8.4) se escribe en forma matricial como:

$$Sf + g = d \tag{8.5}$$

donde:

S	matriz de incidencia N×M que representa las conexiones nodo-circuito: la columna m de la matriz S contiene ceros en todas las posiciones excepto en las posiciones correspondientes a los nodos terminales del m-ésimo circuito, a saber, $n_F(m)$ y $n_T(m)$

$$S(:,m) = \begin{pmatrix} 0 \\ \dots \\ +1 \\ \dots \\ -1 \\ \dots \\ 0 \end{pmatrix} \begin{matrix} \\ \\ \leftarrow \text{nó DE } n_F(m) \\ \\ \leftarrow \text{nó PARA } n_T(m) \\ \\ \\ \end{matrix}$$

f	vector M-dimensional de flujos en los circuitos
g	vector N-dimensional de generaciones
d	vector N-dimensional de demandas

8.2.2 Segunda ley de Kirchhoff

A su vez, la segunda ley de Kirchhoff establece que:

$$f(m) = \gamma(m)\,(\theta(n_F(m)) - \theta(n_T(m))) \qquad \text{para } m = 1, \dots, M \tag{8.6}$$

donde:

$\gamma(m)$	susceptancia del circuito m
$\theta(n_F(m))$	ángulo nodal en el nodo DE $n_F(m)$
$\theta(n_T(m))$	ángulo nodal en el nodo PARA $n_T(m)$

En términos matriciales, las ecuaciones (8.6) son:

$$f = \gamma\, S' \theta \tag{8.7}$$

donde:

γ	matriz diagonal M×M que contiene las susceptancias de los circuitos
S'	matriz M×N, matriz transpuesta de la matriz incidencia S
θ	vector N-dimensional de ángulos nodales

8.2.3 Límites en los flujos en los circuitos

$$-\overline{f} \le f \le \overline{f} \tag{8.8}$$

8.2.4 Formulación compacta

Todas las restricciones de esta formulación (8.4) – (8.8) son lineales y pueden ser incluidas en el planteamiento del problema. Sin embargo, cabe observar que existen tres tipos de variables de decisión, correspondientes a los vectores θ y *f* (el vector de generación *g* ya está considerado en las ecuaciones básicas). En una red típica el número de generadores sería alrededor de 100, mientras que el número de barras y circuitos puede ser diez veces mayor. Ahora vamos a mostrar que el esfuerzo computacional puede ser reducido rescribiendo el problema únicamente en términos del vector de decisiones *g*.

Substituyendo *f* como fue definido en (8.7) en (8.5) resulta:

$$B\,\theta + g = d \tag{8.9}$$

donde $B = S\gamma S'$ es una matriz N×N conocida como matriz susceptancia.

El sistema de ecuaciones lineales (8.9) puede ser resuelto en términos de θ calculando la matriz inversa de B, i.e. $\theta = B^{-1}(d - g)$. Sin embargo, Se puede demostrar que el rango de la matriz B es N-1. Por lo tanto, se necesita eliminar una fila y una columna de B – por ejemplo las correspondientes al nodo *s* – y escribir el sistema de ecuaciones como:

$$\tilde{\theta} = \tilde{B}^{-1}(\tilde{d} - \tilde{g}) \tag{8.10}$$

donde ~ representa matrices y vectores sin el nodo *s*. El ángulo nodal para el nodo *s*, conocido como nodo de referencia, se define como $\theta_s = 0$. Para simplificar la notación escribimos la ecuación (8.10) en términos de los vectores completos de generación y demanda adicionando una línea y una columna nulas en la posición *s* de la matriz $\tilde{B}^{-1}$. Denotamos esta matriz resultante B^{-1} y se reescribe el sistema (8.10) en términos de los vectores originales:

$$\theta = B^{-1}(d - g) \tag{8.11}$$

Reemplazando (8.11) en (8.7), se obtiene:

$$f = \beta\,(d - g) \tag{8.12}$$

donde $\beta = \gamma\, S\, B^{-1}$ es una matriz M×N. Cada elemento β_{mn} representa la sensibilidad del flujo en el circuito *m* con respecto a una variación en la generación en el nodo *n*. Se observa que los factores de sensibilidad con respecto al nodo de referencia *s* son iguales a cero, es decir, una variación en la inyección en este nodo no afecta los flujos. La razón es que el valor de la generación en la barra de referencia se calcula implícitamente a partir del balance generación demanda de los otros nodos:

$$e' g = e' d \tag{8.13}$$

donde e es un vector unitario de dimensión N, es decir, $e' = (1,1, \ldots,1)$

Las ecuaciones resultantes de la formulación compacta son:

$$e' g = e' d \tag{8.14}$$

$$g \le \overline{g} \tag{8.15}$$

$$-\overline{f} \le \beta(d - g) \le \overline{f} \tag{8.16}$$

Las restricciones (8.14) y (8.15) ya están consideradas en la formulación pues corresponden al suministro de la demanda y límites para la generación. La nueva restricción que debe ser agregada al modelo es la (8.16). Escribiéndola en términos algébricos se obtiene:

$$-\overline{f}(m) \le \sum_{n=1}^{N} \beta(m, N)\,[d(n) - g(n)] \le \overline{f}(m) \qquad m = 1, \ldots, M \tag{8.17}$$

Reescribiendo para considerar la demanda para el lado derecho de la ecuación, agregando las informaciones de la etapa y del escalón de demanda, y relajando la consideración de que existe un generador para cada nodo se obtiene:

$$-\sum_{i=1}^{I} \beta(m, N(i))\, g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^{J} \beta(m, N(j))\, g_{tk}(j) \ge -\overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^{N} \beta(m, N)\, d_{tk}(n) \tag{8.18a}$$

$$-\sum_{i=1}^{I} \beta(m, N(i))\, g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^{J} \beta(m, N(j))\, g_{tk}(j) \le \overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^{N} \beta(m, N)\, d_{tk}(n) \tag{8.18b}$$

para $m = 1, \ldots, M$, $k = 1, \ldots, K$

donde:

i, j	índices para centrales hidros y térmicas en los conjuntos I y J		
$n(i)$, $n(j)$	nodos asociados a las centrales hidros i y térmicas j		
$d_{tk}(n)$	demanda del nodo n en la etapa t, escalón k	MWh	D

8.2.5 Representación de los enlaces DC

De secciones anteriores se sabe que los flujos en los circuitos no son variables de decisión independientes porque deben ser formulados en función de los parámetros de la red de transmisión, de la generación y de la demanda.

Sin embargo, los flujos en los enlaces DC son se representan como variables de decisión independientes, dado que el flujo en ellos no está sujeto a la segunda Ley de Kirchhoff.

En contraste, el flujo de potencia de enlaces DC son variables de decisión independientes, porque ellas no son sujetas a la segunda ley de Kirchhoff. Por lo tanto, el flujo en un enlace DC de barra

i a la barra *j* se representa como una generación *negativa* o una demanda de γ MW en la barra *i*, y como una generación *positiva* en la barra *j* de $(1 - \eta) \times \gamma$ MW, donde η es el factor de pérdidas del enlace DC. Esta representación se incorpora a la ecuación de suministro a la demanda (8.14) y en las restricciones de flujo en los circuitos (8.16). En la ecuación de suministro a la demanda se tiene que:

$$\sum_{i=1}^{I} g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^{J} g_{tk}(j) + \sum_{l=1}^{L} [(-\gamma_{tk}(l)) + (1-\eta_l) \times \gamma_{tk}(l)] = d_{tk} \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K \qquad (8.19)$$

Resultando:

$$\sum_{i=1}^{I} g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^{J} g_{tk}(j) - \sum_{l=1}^{L} \eta_l \times \gamma_{tk}(l) = d_{tk} \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K \qquad (8.20)$$

Las restricciones que representan el flujo en los circuitos deben ser modificadas de la siguiente manera:

$$-\sum_{i=1}^{I} \beta(m, N(i))\, g_{tk}(i) - \beta(m, N(j))\, g_{tk}(j) + \sum_{l=1}^{L} [\beta(m, N_F(l))\, \gamma_{tk}(l) - \beta(m, N_T(l))(1-\eta_l)\, \gamma_{tk}(l)]$$

$$\leq \overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^{N} \beta(m, N)\, d_{tk}(n) \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K \qquad (8.21a)$$

$$\geq -\overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^{N} \beta(m, N)\, d_{tk}(n) \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K \qquad (8.21b)$$

donde:

l	índice de los enlaces DC		
L	número de enlaces DC		
$n_F(l)$	nodo DE del *l*-ésimo enlace DC		
$n_T(l)$	nodo PARA del *l*-ésimo enlace DC		

Además los límites en los flujos del enlace DC se representan a través de las siguientes restricciones:

$$\gamma_{tk}(l) \leq \overline{\gamma}_{tk}(l) \qquad \text{para } l = 1, \ldots, L;\ k = 1, \ldots, K \qquad (8.22)$$

donde:

$\overline{\gamma}_{tk}(l)$	límite del enlace DC en el escalón *k*	MWh	D

8.2.6 Límites de importación y exportación entre áreas eléctricas

Estas restricciones permiten representar límites de importación y exportación entre áreas eléctricas. Dado que la importación o exportación de una área eléctrica está dada por la diferencia entre la generación y la demanda del área, se tiene que:

$$-\overline{I}_{tk}(a) \le \sum_{i \in I(a)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(a)} g_{tk}(j) - \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n) \le \overline{E}_{tk}(a) \qquad (8.23)$$

para $a = 1, \ldots, A$; $k = 1, \ldots, K$

donde:

a	índice de las áreas		
A	número de áreas eléctricas		
I(a)	conjunto de centrales hidroeléctricas en el área a		
J(a)	conjunto de centrales térmicas en el área a		
N(a)	conjunto de nodos en el área a		
$\overline{I}_{tk}(a)$	límite de importación en el área a en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{E}_{tk}(a)$	límite de exportación en el área a en la etapa t, escalón k	MWh	D

Al reescribir las ecuaciones anteriores para representar la demanda en el lado derecho, se tiene:

$$-\overline{I}_{tk}(a) + \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n) \le \sum_{i \in I(a)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(a)} g_{tk}(j) \le \overline{E}_{tk}(a) + \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n) \qquad (8.24)$$

para $a = 1, \ldots, A$; $k = 1, \ldots, K$

8.2.7 Restricción de suma de flujo en circuitos

Estas restricciones permiten representar límites mínimos y máximos para un conjunto de circuitos seleccionados por el usuario. Utilizando la misma notación de la sección 8.2.4, se tiene que:

$$\underline{F}(sc) \le \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^{N} \beta(m, N)\,(d(n) - g(n)) \le \overline{F}(sc) \quad \text{para } sc = 1, \ldots, N_{sc} \qquad (8.25)$$

donde:

sc	índice de la restricción de suma de flujo en circuito		
N_{sc}	número de circuitos pertenecientes a la restricción de suma de flujo en circuitos sc		
K(sc)	número de restricciones de suma de flujo en circuitos sc		
$\alpha(m)$	factor de participación del circuito m en la restricción de suma de flujo en circuitos sc		
$\underline{F}(sc)$	límite inferior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D
$\overline{F}(sc)$	límite superior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D

Siguiendo las notaciones de la formulación compacta de flujo en circuitos, siendo *t* el índice para la etapa, *k* para el escalón de demanda, se tiene el siguiente conjunto de restricciones:

$$\underline{F}_{tk}(sc) - \sum_{m \in K(sc)} \sum_{n=1}^{N} \beta(m, N)\, d_{tk}(n) \le - \sum_{m \in K(sc)} \sum_{i=1}^{I} \beta(m, N(i))\, g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^{J} \beta(m, N(j))\, g_{tk}(j) \le$$

$$\overline{F}_{tk}(sc) - \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^{N} \beta(m, N)\, (d(n) - g(n))\, d_{tk}(n) \qquad (8.26)$$

para sc=1, …, N_{sc}; k = 1, …, K

8.3 Representación de las pérdidas: procedimiento linealizado iterativo

8.3.1 Modelo de pérdidas de transmisión

Las pérdidas de transmisión en cada circuito se representan por demandas adicionales en los nodos terminales del circuito, como se ilustra a continuación.

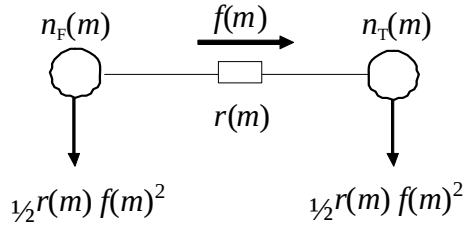


Figura 8.1 – Representación de las pérdidas en un circuito

donde $r(m)$ es la resistencia del circuito m. En términos matriciales, la primera ecuación del Kirchhoff se reescribe como:

$$Sf + g = d + \tfrac{1}{2} R \left| S \right| f^2 \qquad (8.27)$$

donde:

R	matriz diagonal M×M con las resistencias de los circuitos
$\left\|S\right\|$	Valor absoluto de la matriz incidencia S, N×M

8.3.2 Despacho con la red de transmisión

Se ilustró en la sección 8.2.4 que el flujo en los circuitos f se representan como una función lineal de los generadores g y de las demanda d. Reemplazando estas funciones en el lado derecho de (8.27) y nombrando el resultado por δ, se tiene que:

$$Sf + g = d + \tfrac{1}{2} R \left| S \right| (\beta(d - g))^2 \equiv \delta \qquad (8.28)$$

La función δ se interpreta como vector de pérdida dependiente de la demanda. El despacho en la red de transmisión considerando las pérdidas se formula como:

$$z = \text{Min} \quad c'g \tag{8.29}$$

sujeto a

$$e'g = e'\delta$$
$$-\overline{f} \le \beta\,(\delta - g) \le \overline{f}$$
$$g \le \overline{g}$$

8.3.3 Algoritmo de solución

8.3.3.1 Representación lineal por partes de δ

Cada componente de la función lineal por partes δ, en este modelo, se representan como un como una función lineal:

$$\delta(i) = \text{Min} \quad \alpha(i) \tag{8.30}$$

sujeto a

$$\alpha(i) \ge \delta_p(i) + \sum_{j=1}^{n} \frac{\partial\delta(i)}{\partial g_p(j)}\,(g_p(j) - g(j)) \qquad \text{for } p = 1, \ldots, P$$

para $i = 1, \ldots, N$

donde:

$\delta(i)$	i-ésima componente de la función δ
$\alpha(i)$	variable escalar utilizada para representar la función lineal por partes
p	índice de los híperplanos
P	numero de híperplanos
g_p	vector con la generación asociada al p-ésimo híperplano
$g_p(j)$	j-ésimo componente de g_p
$\delta_p(i)$	valor de la función $\delta(i)$ en g_p
$\frac{\partial\delta(i)}{\partial g_p(j)}$	derivada de la función $\delta(i)$ en relación a $g(j)$ calculada en el entorno de g_p

Reemplazando (8.30) en el modelo de despacho considerando la red de transmisión (8.29), se tiene que:

$$z = \text{Min} \quad c'g \tag{8.31}$$

sujeto a

$$e'g = e'\alpha \tag{8.31a}$$

$$-\overline{f} \le \beta(\alpha - g) \le \overline{f} \tag{8.31b}$$

$$g \le \overline{g} \tag{8.31c}$$

$$\alpha(i) \ge \delta_p(i) + \frac{\partial\delta(i)}{\partial g_p}(g_p - g) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, N;\ p = 1, \ldots, P \tag{8.31d}$$

donde:

α	vector columna N-dimensional de componentes $\{\alpha_i, i=1, \ldots, N\}$
$\frac{\partial\delta(i)}{\partial g_p}$	vector fila N-dimensional cujas componentes son $\{\frac{\partial\delta(i)}{\partial g_p(j)}, j=1, \ldots, N\}$

El problema (8.31) se puede reescribirlo para representar las ecuaciones de la función lineal por partes (8.31d) directamente como restricciones (8.31a) y (8.31b):

$$z = \quad \text{Min} \quad c'g \tag{8.32}$$

sujeto a

$$e'g \ge e'\left(\delta_p + \frac{\partial\delta}{\partial g}(g_p - g)\right) \qquad \text{para } p = 1, \ldots, P$$

$$-\overline{f} \le \beta\left(\delta_p + \frac{\partial\delta}{\partial g_p}(g_p - g) - g\right) \le \overline{f} \qquad \text{para } p = 1, \ldots, P$$

$$g \le \overline{g}$$

donde $\frac{\partial\delta}{\partial g_p}$ es una matriz $N \times N$ con componentes $\{\frac{\partial\delta(i)}{\partial g_p(j)}, i=1, \ldots, N;\ j=1, \ldots, N\}$. Reagrupando los términos, se tiene la formulación final para el problema de despacho:

$$z = \quad \text{Min} \quad c'g \tag{8.33}$$

sujeto a

$$e'\left(I + \frac{\partial\delta}{\partial g_p}\right) g \ge e'\left(\delta_p + \frac{\partial\delta}{\partial g_p} g_p\right) \qquad \text{para } p = 1, \ldots, P$$

$$-\beta\left(I + \frac{\partial\delta}{\partial g_p}\right) g \le \overline{f} - \beta\left(\delta_p + \frac{\partial\delta}{\partial g_p} g_p\right) \qquad \text{para } p = 1, \ldots, P$$

$$-\beta\left(I + \frac{\partial\delta}{\partial g_p}\right) g \ge -\overline{f} + \beta\left(\delta_p + \frac{\partial\delta}{\partial g_p} g_p\right) \qquad \text{para } p = 1, \ldots, P$$

$$g \le \overline{g}$$

donde I es una matriz identidad $N \times N$.

8.3.3.2 Evaluación de $\frac{\partial \delta(i)}{\partial g_p(j)}$

Las derivadas $\frac{\partial \delta(i)}{\partial g_p(j)}$ se calculan como se ilustra a continuación. De (8.28), se tiene que:

$$\delta(i) = d(i) + \sum_{m \in \Omega(i)} \tfrac{1}{2}\, r(m)\, f(m)^2 \qquad \text{para } i = 1, \ldots, N \tag{8.34}$$

Considerando la derivada de (8.34) con relación a $g(j)$, se tiene:

$$\frac{\partial \delta(i)}{\partial g_p(j)} = \sum_{m \in \Omega(i)} \tfrac{1}{2}\, r(m)\, f(m)\, \frac{\partial f(m)}{\partial g_p(j)} \qquad \text{para } i = 1, \ldots, N;\ j = 1, \ldots, N \tag{8.35}$$

De la sección 8.2.4, se sabe que:

$$\frac{\partial f(m)}{\partial g_p(j)} = \beta(m, J) \qquad \text{para } m = 1, \ldots, M;\ j = 1, \ldots, N \tag{8.36}$$

Reemplazando (8.36) en (8.35), se obtiene la expresión final para las derivadas:

$$\frac{\partial \delta(i)}{\partial g_p(j)} = \sum_{m \in \Omega(i)} \tfrac{1}{2}\, r(m)\, f(m)\, \beta(m, J) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, N;\ j = 1, \ldots, N \tag{8.37}$$

8.3.3.3 Esquema de relajación

Para la solución del problema de despacho se aplica el esquema de relajación ilustrado a continuación:

Inicialice P =0, donde P es el número de iteraciones; inicialice $\delta_0 = d$.

a) Solucione el problema de despacho con la red de transmisión:

$$z = \quad \text{Min} \quad c' g \tag{8.38}$$

sujeto a

$$e' g \geq e' d \tag{8.38a}$$

$$g \leq \overline{g} \tag{8.38b}$$

$$e' \left(I + \frac{\partial \delta}{\partial g_p}\right) g \geq e' \left(\delta_p + \frac{\partial \delta}{\partial g_p}\, g_p\right) \qquad \text{para } p = 1, \ldots, P \tag{8.38c}$$

$$-\beta(m,:) \left(I + \frac{\partial \delta}{\partial g_p}\right) g \leq \overline{f}(m) - \beta(m,:) \left(\delta_p + \frac{\partial \delta}{\partial g_p}\, g_p\right) \tag{8.38d}$$

para $p = 1, \ldots, P$; $m \in \aleph^p$

$$-\beta(m,:)\,(I + \frac{\partial \delta}{\partial g_p})\,g \geq -\bar{f}(m) + \beta(m,:)\,(\delta_p + \frac{\partial \delta}{\partial g_p}\,g_p) \qquad (8.38e)$$

para $p = 1, \ldots, P$; $m \in \aleph^p$

Observe que en la primera iteración (P=0) las restricciones de (8.38c) hasta (8.38e) no están representadas y el problema se reduce para un problema de despacho sin considerar las pérdidas:

b) Sea g* la solución óptima de (8.38). Actualice P ← P + 1 y $g_p \leftarrow g^*$; inicialice $\aleph^P = \{\varnothing\}$ y calcule los siguientes valores:

Flujo en los circuitos:

$$f_p(m) = \beta(m,:)\,(\delta_{p-1} - g_p) \qquad (8.39)$$

Actualice el vector de demanda:

$$\delta_p(i) = d(i) + \sum_{m \in \Omega(i)} \tfrac{1}{2}\, r(m)\, f_p(m)^2 \qquad \text{para } i = 1, \ldots, N \qquad (8.40)$$

Evalúe las derivadas:

$$\frac{\partial \delta(i)}{\partial g_p(j)} = \sum_{m \in \Omega(i)} \tfrac{1}{2}\, r(m)\, f_p(m)\, \beta(m, J) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, N;\ j = 1, \ldots, N \qquad (8.41)$$

c) Repita para $m = 1, ..., M$:

Si $f_p(m) > \bar{f}(m)$ entonces $\aleph^P \leftarrow \aleph^P \cup \{m\}$

d) Si $\aleph^P = \{\varnothing\}$ y $|\delta_p(i) - \delta_{p-1}| < \varepsilon$ (una tolerancia pre-especificada), el algoritmo para; caso contrario, retorne para (b)

8.3.3.4 Cálculo de los costos marginales

Los costos marginales se calculan con la información de los multiplicadores Simplex de la solución óptima del problema. En particular, el costo marginal de la demanda se calcula como se ilustra en la continuación. Reescribiendo (8.38) a continuación:

$$z = \quad \text{Min} \quad c'g \qquad (8.42)$$

sujeto a multiplicadores

$$e'g \geq e'd \qquad \lambda_0 \qquad (8.42a)$$

$$g \leq \overline{g} \qquad \lambda_g \qquad (8.42b)$$

$$e' \left(I + \frac{\partial \delta}{\partial g_p}\right) g \geq e'\left(\delta_p + \frac{\partial \delta}{\partial g_p} g_p\right) \qquad \lambda_0^p \qquad (8.42c)$$

$$-\beta(m,:)\left(I + \frac{\partial \delta}{\partial g_p}\right) g \leq \overline{f}(m) - \beta(m,:)\left(\delta_p + \frac{\partial \delta}{\partial g_p} g_p\right) \qquad \lambda_f^p \qquad (8.42d)$$

$$-\beta(m,:)\left(I + \frac{\partial \delta}{\partial g_p}\right) g \geq -\overline{f}(m) + \beta(m,:)\left(\delta_p + \frac{\partial \delta}{\partial g_p} g_p\right) \qquad \lambda_f^p \qquad (8.42e)$$

para $p = 1, \ldots, P$; $m \in \aleph^p$

El costo marginal de la demanda en el nodo *i* es la derivada del costo operativo con relación a la demanda del nodo *i*:

$$\pi_d(i) = \partial z / \partial d(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, N$$

(8.43)

De (8.43) se ve que la demanda $d(i)$ está explícitamente representada en el lado derecho de la restricción (8.42a). Sin embargo, la demanda está también *implícitamente* representada como parte de la función $\delta_p(i)$, como se reescribe de la ecuación (8.34) a continuación:

$$\delta_p(i) = d(i) + \sum_{m \in \Omega(i)} \tfrac{1}{2}\, r(m)\, f_p(m)^2 \qquad \text{para } i = 1, \ldots, N \qquad (8.44)$$

Por lo tanto, la ecuación (7.41) se representa por:

$$\pi_d(i) = \lambda_0 + \sum_{p=1}^{P} \left(\lambda_0^p - \sum_{m \in \aleph^p} (\beta(m, I) \times \lambda_f^p(m))\right) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, N \qquad (8.45)$$

8.4 Representación de las pérdidas: procedimiento linealizado directo

8.4.1 Problema de despacho de una etapa sin la representación de las pérdidas

El problema de despacho de una etapa que considera la red de transmisión y utiliza la formulación completa, es decir, el modelaje de ambas las ecuaciones de Kirchhoff – ecuaciones (8.5) y (8.7) – se escribe por:

Min $c\,g$

sujeto a

$$Sf + g = d \qquad (8.46)$$

$$f = \gamma S' \theta$$
$$-\overline{f} \le f \le \overline{f}$$
$$g \le \overline{g}$$

Para simplificar la notación, suponga la existencia de un único generador por barra. De esta forma, el problema puede ser reescrito como

$$\text{Min} \quad \sum_{n=1}^{N} c(n)\, g(n) \tag{8.47}$$

sujeto a

$$g(n) - \sum_{m|n_F(m)=n} f(m) + \sum_{m|n_T(m)=n} f(m) = d(n) \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N$$
$$f(m) = \gamma(m)\,(\theta(n_F(m)) - \theta(n_T(m))) \qquad \text{para } m = 1, \ldots, M$$
$$-\overline{f}(m) \le f(m) \le \overline{f}(m) \qquad \text{para } m = 1, \ldots, N$$
$$g(n) \le \overline{g}(n) \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N$$

donde $n_F(m)$ y $n_T(m)$ son, respectivamente, los nodos DE y PARA del circuito m.

En general, el flujo de potencia en un dado circuito se calcula como la diferencia entre dos variables positivas:

$$f(m) = f^{+}(m) - f^{-}(m) \qquad \text{para } m = 1, \ldots, M \tag{8.48}$$

Por lo tanto, el problema de una etapa, sin considerar las pérdidas de la transmisión, se escribe como:

$$\text{Min} \quad \sum_{n=1}^{N} c(n)\, g(n) \tag{8.49}$$

sujeto a

$$g(n) - \sum_{m|n_F(m)=n} (f^{+}(m) - f^{-}(m)) + \sum_{m|n_T(m)=n} (f^{+}(m) - f^{-}(m)) = d(n) \quad \text{para } n = 1, \ldots, N$$
$$f^{+}(m) - f^{-}(m) = \gamma(m)\,(\theta(n_F(m)) - \theta(n_T(m))) \qquad \text{para } m = 1, \ldots, M$$
$$0 \le f^{+}(m) \le \overline{f}(m) \qquad \text{para } m = 1, \ldots, M$$
$$0 \le f^{-}(m) \le \overline{f}(m) \qquad \text{para } m = 1, \ldots, M$$
$$g(n) \le \overline{g}(n) \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N$$
$$\theta(n) \text{ es libre} \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N$$

8.4.2 Representación lineal por partes de las pérdidas en los circuitos

La pérdida óhmica (en MW) en un circuito de la red de transmisión se puede estimar por una función cuadrática como se ilustra a continuación:

$$p(m) = \frac{r(m)}{100} \left(\frac{f(m)}{100} \right)^2 \times 100 = r(m)\, f(m)^2 \times 10^{-4} \qquad (8.50)$$

donde $r(m)$ es la resistencia del circuito m (in %) y $f(m)$ representa el flujo en este circuito (en MW). La pérdida se puede aproximar por una función lineal por partes que se obtiene dividiendo la capacidad máxima del circuito en segmentos, como se ilustra a continuación.

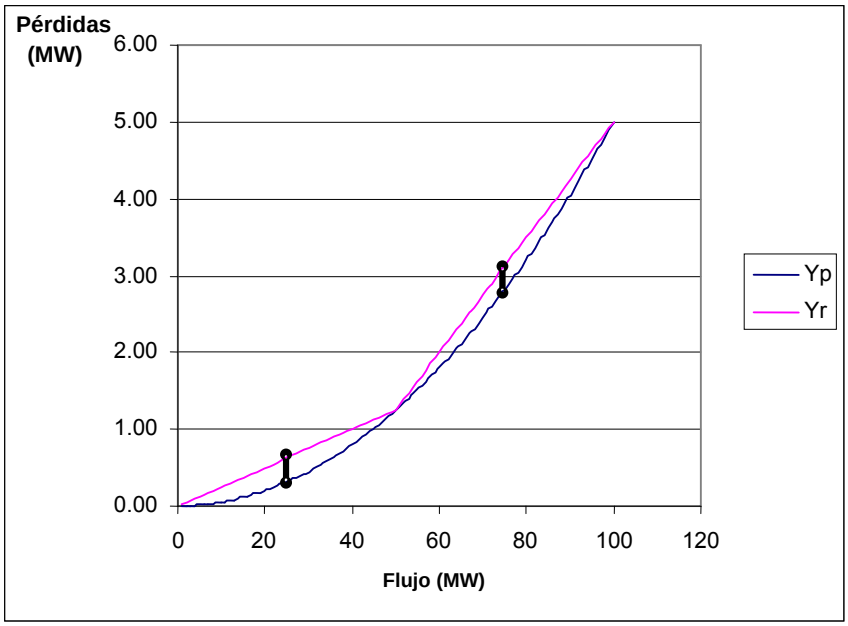


Figura 8.2 – Aproximación lineal por partes de las pérdidas cuadráticas

Por lo tanto, el flujo en el circuito m, representado por $f(m)$, se puede componer como una suma de los flujos en cada segmento de la siguiente forma:

$$f(m) = \sum_{k=1}^{K(m)} \left(f_k^+(m) - f_k^-(m) \right) \quad \text{para } m = 1, \ldots, M \qquad (8.51)$$

donde K(m) es el número de segmentos utilizados en la aproximación lineal y cuya determinación será discutida más adelante. Las variables $f_k(m)$ representan los flujos en estos segmentos y están limitadas por:

$$0 \le f_k^+(m) \le \frac{\overline{f}(m)}{K(m)} \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K(m) \qquad (8.52)$$

$$0 \le f_k^-(m) \le \frac{\overline{f}(m)}{K(m)} \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K(m) \qquad (8.53)$$

Para deducir los parámetros de los segmentos lineales que aproximan las pérdidas en cada segmento, vamos adoptar una simplificación en la notación, eliminando el índice *m* que identifica el circuito. De esta manera la expresión de las pérdidas como una función lineal en el segmento *k*, está dada por:

$$p_k = a_k f_k + b_k \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K(m) \tag{8.54}$$

donde la constante a_k es inclinación de cada segmento de la función lineal por partes:

$$a_k = \frac{r\left(\frac{k\,\overline{f}}{K}\right)^2 \times 10^{-4} - r\left(\frac{(k-1)\,\overline{f}}{K}\right)^2 \times 10^{-4}}{\frac{\overline{f}}{K}}$$

$$\Rightarrow \qquad \boxed{a_k = \frac{r\,\overline{f}\,(2k-1)}{K} \times 10^{-4}} \tag{8.55}$$

La constante b_k en $f_k = 0$ debe satisfacer $a_k \times 0 + b_k = 0$, por lo tanto, $b_k = 0$. Esto debido a que las variables de flujo en cada segmento están definidas en cada segmento de la función lineal por partes. Siendo así, la pérdida total se define como las pérdidas en cada segmento y está dada también por la suma de estas funciones lineales, como ilustrado a continuación para el circuito *m*:

$$p_k^+(m) = a_k(m)\, f_k^+(m) \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K(m) \tag{8.56}$$

$$p_k^-(m) = a_k(m)\, f_k^-(m) \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K(m) \tag{8.57}$$

De esta manera, la ecuación de suministro de la demanda, llevando en consideración las pérdidas como función lineal de los flujos, está dada por:

$$g(n) - \sum_{m|n_f(m)=n} \sum_{k=1}^{K(m)} (f_k^+(m) - (f_k^-(m) - p_k^-(m))) + \sum_{m|n_T(m)=n} \sum_{k=1}^{K(m)} ((f_k^+(m) - p_k^+(m)) - f_k^-(m)) = d(n)$$

$$\text{para } n = 1, \ldots, N \tag{8.58}$$

Substituyendo $p_k^+(m)$ y $p_k^-(m)$ por su expresión lineal en función del flujo $a_k(m)\, f_k^+(m)$ y $a_k(m)\, f_k^-(m)$, respectivamente, se tiene que:

$$g(n) - \sum_{m|n_f(m)=n} \sum_{k=1}^{K(m)} (f_k^+(m) - (1 - a_k(m))\, f_k^-(m)) + \sum_{m|n_T(m)=n} \sum_{k=1}^{K(m)} ((1 - a_k(m))\, f_k^+(m) - f_k^-(m)) =$$

$d(n)$

$$\text{para } n = 1, \ldots, N \tag{8.59}$$

Por lo tanto la formulación del problema llevando en cuenta las pérdidas mediante una aproximación lineal está dada por:

$$\text{Min} \quad \sum_{n=1}^{N} c(n)\, g(n) \tag{8.60}$$

sujeto a

$$g(n) - \sum_{m|\mathrm{n_r}(m)=n} \sum_{k=1}^{\mathrm{K}(m)} (f_{\mathrm{k}}^{+}(m) - (1 - a_{\mathrm{k}}(m))\, f_{\mathrm{k}}^{-}(m)) + \ldots$$

$$\ldots + \sum_{m|\mathrm{n_T}(m)=n} \sum_{k=1}^{\mathrm{K}(m)} ((1 - a_{\mathrm{k}}(m))\, f_{\mathrm{k}}^{+}(m) - f_{\mathrm{k}}^{-}(m)) = d(n)$$

$$\sum_{k=1}^{\mathrm{K}(m)} (f_{\mathrm{k}}^{+}(m) - f_{\mathrm{k}}^{-}(m)) = \gamma(m)\, (\theta(n_{\mathrm{F}}(m)) - \theta(n_{\mathrm{T}}(m)))$$

$$0 \le f_{\mathrm{k}}^{+}(m) \le \frac{\overline{f}(m)}{\mathrm{K}(m)}$$

$$0 \le f_{\mathrm{k}}^{-}(m) \le \frac{\overline{f}(m)}{\mathrm{K}(m)}$$

$$g(n) \le \overline{g}(n)$$

$\theta(n)$ es libre

8.4.3 Determinación del número de segmentos K(*m*)

En esta formulación es importante un criterio para definir el número de segmentos que será utilizado para la aproximación linear por partes de la función de pérdidas de cada circuito. La razón es que cuando mayor es el número de segmentos, mejor es la aproximación lineal de la función cuadrática de pérdidas, pero, por otro lado mayor es el número de variables en el problema. Se trata entonces de establecer un criterio para determinar K(*m*) como el menor número de segmentos que permita obtener una aproximación adecuada.

Una medida del error incurrido con esta aproximación está dada por la mayor diferencia entre la aproximación lineal y la función cuadrática de pérdidas. Probaremos a continuación que esta diferencia máxima se alcanza en el punto medio de cada segmento y que es la misma en todos los segmentos. Esto es, la diferencia máxima es función únicamente del número de segmentos y no del índice del segmento.

Obtenida esta diferencia máxima que denotaremos Δ, podemos establecer un criterio absoluto:

"*Sea* K(*m*) *el menor número tal que* Δ(*m*) *sea menor o igual a TolAbs*."

Este criterio puede ser combinado con un criterio relativo con respecto a los valores de la función de pérdidas. Sea $p(\overline{f}(m))$ el valor de la pérdida en el punto de carga máxima del circuito, dado por $r(m)\, \overline{f}(m)^2 \times 10^{-4}$. El criterio para la elección de K(*m*) podría ser:

"*Sea* K(*m*) *el menor número tal que* Δ(*m*) *sea menor o igual a TolAbs o* Δ(*m*) *sea menor o igual a TolRel% de la pérdida en la carga máxima,* $p(\overline{f}(m))$."

Este será el criterio adoptado.

8.4.3.1 Cálculo de la diferencia máxima

El error entre la estimación de la pérdida en un circuito, que se calcula por la aproximación lineal, y su valor verdadero (función de la función cuadrática) se puede calcular por:

$$\Delta = a_k f + r\left(\frac{(k-1)\,\overline{f}}{K}\right)^2 - r\left(f + \frac{(k-1)\,\overline{f}}{K}\right)^2 \tag{8.61}$$

La función error Δ también es una función cuadrática cuyo máximo es cuando la derivada de Δ es cero, es decir:

$$\frac{\partial \Delta}{\partial f} = 0 \qquad \Rightarrow a_k - 2r\left(f + \frac{(k-1)\,\overline{f}}{K}\right) = 0 \tag{8.62}$$

$$\Rightarrow f = \left(\frac{a_k}{2\,r} - \frac{(k-1)\,\overline{f}}{K}\right)$$

$$\Rightarrow f = \left(\frac{\frac{r\,\overline{f}\,(2k-1)}{K}}{2r} - \frac{(k-1)\,\overline{f}}{K}\right)$$

$$\Rightarrow f = \frac{\overline{f}\,(2k-1-2k+2)}{2K}$$

$$\Rightarrow f = \frac{\overline{f}}{2K}$$

Este punto corresponde al punto medio del segmento $[0, \frac{\overline{f}}{K}]$ y, por lo tanto, la diferencia máxima está dada por:

$$\Delta = a_k \frac{\overline{f}}{2K} + r\left(\frac{(k-1)\,\overline{f}}{K}\right)^2 - r\left(\frac{\overline{f}}{2K} + \frac{(k-1)\,\overline{f}}{K}\right)^2 \tag{8.63}$$

$$= \frac{r\,\overline{f}\,(2k-1)}{K} \times \frac{\overline{f}}{2K} + r\left(\frac{(k-1)\,\overline{f}}{K}\right)^2$$

$$- r\left(\frac{\overline{f}}{2K}\right)^2 - 2\,r\,\frac{\overline{f}}{2K}\,\frac{(k-1)\,\overline{f}}{K} - r\left(\frac{(k-1)\,\overline{f}}{K}\right)^2$$

$$= \frac{r\overline{f}^{\,2}}{4K^2}(4k - 2 - 1 - 4k + 4)$$

$$\Rightarrow \qquad \boxed{\Delta = \frac{r\overline{f}^{\,2}}{4K^2}}$$

Observe que la diferencia máxima entre la linealización y la función de pérdidas no depende del segmento *k*, esto es, el máximo error de la aproximación de la función cuadrática por la función lineal por partes con K segmentos es igual en todos los segmentos.

8.4.3.2 Criterio de selección de K(*m*)

Sea K_A el número de segmentos que satisface el criterio absoluto:

$$\Delta = \frac{r\overline{f}^{\,2}}{4K_A^{\,2}} \leq TolAbs \tag{8.64}$$

Entonces, el valor de K_A está dado por:

$$K_A = \sqrt{\frac{r\overline{f}^{\,2}}{4 \times TolAbs}} \tag{8.65}$$

Sea K_R el número de segmentos que satisface el criterio relativo:

$$\Delta = \frac{r\overline{f}^{\,2}}{4K_R^{\,2}} \leq TolRel \times r\overline{f}^{\,2} \tag{8.66}$$

Entonces, el valor de K_R está dado por:

$$K_R = \sqrt{\frac{1}{4 \times TolRel}} \tag{8.67}$$

El menor número de segmentos adecuado para el criterio adoptado está dado por:

$$K = \text{Min}\{K_A, K_R\} \tag{8.68}$$

Observe que el número de segmentos usado para construir la función lineal por partes que satisface el criterio relativo no depende de los parámetros (resistencia o reactancia) del circuito.

8.4.3.3 Tabla que relaciona el número de segmentos con el criterio de tolerancia relativa

Dado un valor de, K, se puede calcular el valor de la tolerancia relativa garantizada:

$$TolRel = \frac{1}{4K^2} \tag{8.69}$$

Así por ejemplo, para K = 3, y tolerancia relativa *TolRel* = 2.78, significa que el error máximo de la función lineal por partes con 3 segmentos será siempre menor o igual a 2.78% de la pérdida para la capacidad del circuito. La tabla a continuación ilustra el error máximo de una función lineal para diferentes números de segmentos K.

Tabla 8.1 – Función lineal por partes y el máximo error

K	TolRel (%)	Criterio
1	25.00	$\Delta \leq 25\% \times p(\overline{f}(m))$
2	6.25	$\Delta \leq 6.25\% \times p(\overline{f}(m))$
3	2.78	$\Delta \leq 2.78\% \times p(\overline{f}(m))$
4	1.56	$\Delta \leq 1.56\% \times p(\overline{f}(m))$
5	1.00	$\Delta \leq 1\% \times p(\overline{f}(m))$
6	0.69	$\Delta \leq 0.69\% \times p(\overline{f}(m))$

8.4.4 Resumen de la implementación con y sin pérdidas

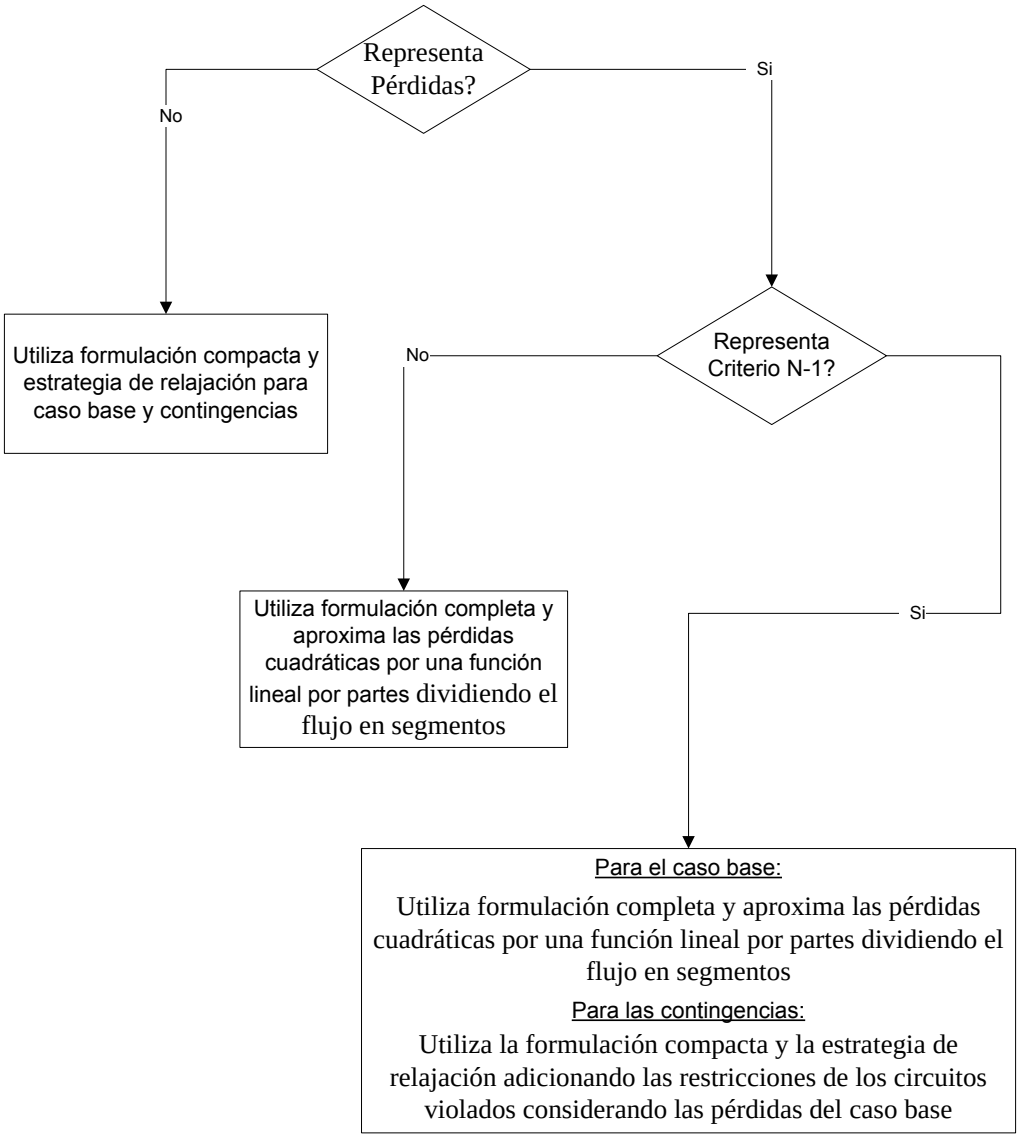


Figura 8.3 – Resumen de la implementación de la Transmisión

9 DISPONIBILIDAD Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Este conjunto de restricciones visa modelar la estructura de producción, consumo y logística de transporte de gas natural, que es el combustible utilizado por algunas plantas termoeléctricas.

El sistema de gas natural se representa por un modelo de flujo en redes a través de un conjunto de nodos – que representan las áreas donde ocurre la producción y consumo del gas, y a los cuales están asociadas las plantas térmicas – y arcos – que representan los gasoductos que interconectan estas áreas.

9.1 Límites de producción

Los nodos del sistema de gas natural pueden contar con fuentes de producción locales a los cuales están asociados límites mínimo y máximo diarios. Estas restricciones operacionales son representadas por el siguiente conjunto de ecuaciones

$$\underline{P}_t(n) \le P_t(n) \le \overline{P}_t(n) \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N_g \qquad (9.1)$$

donde:

n	índices de los nodos de producción de gas		
N_g	número de nodos de producción de gas		
$\overline{P}_t(n)$	máximo límite de producción en un nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{P}_t(n)$	mínimo límite de producción en un nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo n, etapa t	M[UV]/día	V

9.2 Límite de flujo en los gasoductos

Los nodos de gas natural son interconectados por gasoductos. Cada gasoducto puede ser caracterizado por sus límites de transporte de flujo mínimo y máximo, originando las siguientes restricciones:

$$\underline{f}_t(n,m) \le f_t(n,m) \le \overline{f}_t(n,m) \qquad \text{para } (n,m) \in M_g \qquad (9.2)$$

donde:

n,m	índices de los nodos terminales de los gasoductos		
M_g	número de gasoductos de gas natural		
$\overline{f}_t(n,m)$	límite máximo de flujo en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{f}_t(n,m)$	límite mínimo de flujo en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t	M[UV]/día	D
$f_t(n,m)$	flujo de gas natural en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t	M[UV]/día	V

9.3 Balance térmico en la simulación de la red de gas

Para cada etapa, la suma de las demanda en cada nodo debe ser igual a la suma de las ofertas – producción local o importación a través de los gasoductos – y el déficit de gas – caso no exista gas natural para el suministro de la demanda no eléctrica de gas. Para cada nodo del sistema de gas, la siguiente restricción de balance se aplica:

$$P_t(n) + \sum_{m \in \Omega(n)} (1 - p_t(m, N)) \cdot f_t(m, N) - \sum_{m \in \Omega(n)} f_t(n,m) - \sum_{j \in T(n)} \phi_t(j) g_t(j) + \sum_{k \in D(n)} \delta_t(n, K) = \sum_{k \in D(n)} d_t(n, K)$$

$$\text{para } n = 1, \ldots, N_g \qquad (9.3)$$

donde:

$\Omega(n)$	conjunto de nodos del sistema de gas conectados al nodo *n*		
$T(n)$	conjunto de térmicas directamente conectadas al nodo *n* del sistema de gas		
$D(n)$	conjunto de demanda no eléctricas en el nodo *n* del sistema de gas		
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo *n*, en la etapa *t*	M[UV]/día	V
$p_t(m, N)$	factor de pérdidas del gasoducto que conecta los nodos *m* y *n* en la etapa *t* (dirección $m \rightarrow n$)	M[UV]/día/MWh	D
$f_t(m, N)$	flujo de gas natural a través del gasoducto que conecta los nodos *m* y *n* en la etapa *t* (dirección $m \rightarrow n$)	M[UV]/día	V
$\phi_t(j)$	factor de conversión de consumo para la planta térmica *j* en la etapa *t*	M[UV]/día/MWh	D
$g_t(j)$	generación de la planta térmicas *j* en la etapa *t*	MWh	V
$\delta_t(n, K)$	déficit de gas natural del nodo *n* en la etapa *t*, escalón *k*	M[UV]/día	V
$d_t(n, K)$	demanda de gas natural del nodo *n* en la etapa *t*, escalón *k*	M[UV]/día	D

10 PLANTAS TÉRMICAS CON COSTO DE EMISIÓN DE CO_2

El SDDP permite representar los costos de emisión de CO_2. En este caso la variable de generación térmica tiene una parcela adicional en la función objetivo:

$$\sum_{h=1}^{3} c_{co2}(t) \times \varphi_e(l) \times \varphi_r(j) \times \varphi(j) \times g_{tk}(j,h) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J \qquad (10.1)$$

donde:

l	índice del combustible asociado a la planta j		
$c_{co2}(t)$	costo de emisión CO2 en la etapa t	$/tCO$_2$	D
$\varphi_e(l)$	factor de emisión del combustible l	tCO$_2$/UC	D
$\varphi_r(j)$	factor de reducción de la planta térmica j	p.u.	D
$\varphi(j)$	factor de consumo de la planta térmica j	UC/MWh	D
$g_{tk}(j,h)$	generación de la planta térmica j en el segmento h, en la etapa t, escalón k	MWh	V

11 CLASIFICACIÓN DE LAS RESTRICCIONES

Las restricciones del SDDP pueden ser clasificadas en restricciones blandas y restricciones duras. Las restricciones de tipo dura (D) son obligatoriamente obedecidas por el programa mientras que para las restricciones de tipo blandas (B) una variable de holgura, penalizada en la función objetivo, asume la inviabilidad de tales restricciones. A seguir son listadas todas las restricciones disponibles en el SDDP, su clasificación y el valor padrón de la penalización en el caso de las restricciones blandas.

Restricción	**Tipo**	**Penalización Padrón**
Balance hídrico	D	–
Límite almacenamiento	D	–
Turbinamiento mínimo	B	Valor especificado en el campo “Penalización violación desfogue mínimo” en la sección “Parámetros Económicos”
Turbinamiento máximo	D	–
Límites generación térmica	D	–
Suministro demanda	D	–
Volumen alerta	B	1.1 × costo térmica más cara siendo despachada
Volumen mínimo	B	1.1 × costo déficit
Volumen espera	D	-
Desfogue total mínimo	B	Valor especificado en el campo “Penalización violación desfogue mínimo” en la sección “Parámetros Económicos”
Desfogue total máximo	B	0
Regularización centrales pasada	D	–
Límite consumo de combustible	D	–
Límite tasa consumo de combustible	D	–
Restricción generación mínima	D	–
Restricción generación	B	1.1 × costo déficit
Reserva rodante	D	–
Reserva de generación	B	1.1 × costo déficit
Riego	B	Existen 3 tipos de restricciones: *Energía prioritaria*: 1.1 × costo déficit *Riego prioritario*: 1.1 × costo térmica más cara siendo despachada *Valor fijo*: 0
Suma de intercambios	D	–
Límite de flujo en los circuitos	D	–
Representación enlace DC	D	–
Límites exportación/importación áreas	D	–
Suma de flujo en los circuitos	D	–

12 DICCIONARIO DE VARIABLES

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
k	índice de los escalones de demanda de una etapa		
K	numero de escalones de demanda		
$h(k)$	duración del escalón de demanda k	horas	D
d_{tk}	demanda de energía de la etapa t, escalón k	MWh	D
c_δ	representación genérica para el costo de violaciones operativas	$/unidade violación	D
δg_t	violación de la demanda (déficit) en la etapa t	unidade violación	V
i	índice de centrales hidroeléctricas		
I	número de centrales hidroeléctricas		
$I_U(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que turbinan para i		
$I_S(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que vierten para i		
$I_F(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que filtran para i		
$v_{t+1}(i)$	volumen de la central i al final de la etapa t	hm^3	V
$v_t(i)$	volumen de la central i al inicio de la etapa t	hm^3	D
$a_t(i)$	volumen caudal afluente a la central i durante la etapa t	hm^3	D
$\varepsilon(v_t(i))$	volumen evaporado por la central i durante la etapa t	hm^3	D
$u_{tk}(i)$	volumen caudal turbinado por la planta i durante la etapa t, escalón k	hm^3	V
$s_{tk}(i)$	volumen vertido por la central i durante la etapa t, escalón k	hm^3	V
$\phi_{tk}(i)$	volumen filtrado en la central i, durante la etapa t, escalón k	hm^3	V
$x_t(i)$	variable 0-1 que implementa la característica de vertimiento no controlable para la central i	0-1	V
$\overline{v}_t(i)$	volumen mínimo almacenado de la central i al final de la etapa t	hm^3	D
$\underline{v}_t(i)$	volumen mínimo almacenado en la central i al final de la etapa t	hm^3	D
$\overline{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado máximo para la central i en la etapa t, escalón k	hm^3	D
$\underline{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado mínimo para la central i en la etapa t, escalón k	hm^3	D
$\delta u_{tk}(i)$	violación del volumen mínimo para la central i en la etapa t, escalón k	hm^3	V
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central i en la etapa t calculado en función del nivel del embalse al inicio de la etapa	MWh/hm^3	D
$\overline{\rho}(i)$	coeficiente de producción promedio de la central i	MWh/hm^3	D
$\underline{va}_t(i)$	volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\delta a_t(i)$	violación del volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm^3	V
$\underline{vm}_t(i)$	volumen mínimo operativo de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\delta m_t(i)$	violación del volumen mínimo operativo de la central i en la etapa t	hm^3	V
$\underline{ve}_t(i)$	volumen de controle de crecidas de la central i en la etapa t	hm^3	D

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$\overline{\Delta}_t(i)$	desfogue total máximo de la central *i* en la etapa *t*	hm^3	D
$\underline{\Delta}_t(i)$	desfogue total mínimo de la central *i* en la etapa *t*	hm^3	D
$\delta 1_t(i)$	violación de la restricción de desfogue total mínimo de la central *i* en la etapa *t*	hm^3	V
$\delta 2_t(i)$	violación de la restricción de desfogue total máximo de la central *i* en la etapa *t*	hm^3	V
$\phi(i)$	factor de regulación para la central *i*	p.u.	D
$r_t(i)$	volumen de riego de la central *i* de la central *i* en la etapa *t*	hm^3	V
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la central *i* en la etapa *t*	hm^3	V
$r_{tk}(i)$	reserva rodante de la central *i,* etapa *t*, escalón *k*	MW	D
p	índices para los segmentos de la función de costo futuro (linear por partes)		
P	número de segmentos de la función de costo futuro (linear por partes)		
α	variable escalar que representa el valor esperado del costo futuro	k$	V
$w_t(p)$	termo constante del *p*-ésimo segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k$	D
$\lambda_{tv}(i, p)$	coeficiente para la central *i* del *p*-ésimo segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k/hm^3$	D
$\lambda_{ta}(i, p)$	coeficiente para el volumen afluente a la central *i* del *p*-ésimo segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k/hm^3$	D
N_r	número de embalses en el sistema		
$J(i)$	conjunto de plantas hidroeléctricas ubicadas aguas debajo de la central *i*		
$f_{vutil}(i)$	factor de participación del volumen de la central *i* en el sistema	p.u.	D
δ_t	violación del la curva de aversión a riesgo en la etapa *t*	MWh	V
f_{ea}	factor de la curva de aversión a riesgo	p.u.	D
j	índice de las plantas térmicas		
J	número de plantas térmicas		
C	conjunto de plantas térmicas con representación de unit commitment		D
$c(j)$	costo operativo de la planta térmica *j*	$/MWh	D
$c_a(j)$	costo de arranque de la planta térmica *j*	k$	D
$x_{tk}(j)$	decisión de commitment de la planta térmica en la etapa *t*, escalón *k*	p.u.	V
$g_{tk}(j)$	generación de la planta *j* en la etapa *t*, escalón *k*	MWh	V
$\underline{g}_{tk}(j)$	generación mínima generación de la planta *j* en la etapa *t*, escalón *k*	MWh	D
$\overline{g}_{tk}(j)$	generación máxima generación de la planta *j* en la etapa *t*, escalón *k*	MWh	D
$c(j,h)$	costo unitario de producción de la planta *j* en el segmento *h*	$/MWh	D
$g_{tk}(j,h)$	generación de planta térmica *j* en el segmento *h*	MWh	V
$\sigma(j,h)$	factor de participación del segmento *h* respecto a la capacidad de la planta térmica *j*	p.u.	D

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
l	índice de los combustibles		
F	número de combustibles		
$\Phi(l)$	conjunto de plantas que utilizan el combustible l		
$\overline{\Phi}_t(l)$	disponibilidad del combustible l en la etapa t	UC	D
$\varphi(j)$	factor de consumo de la planta j	UC/MWh	D
$\tau_t(l)$	tasa de consumo máxima del combustible l en la etapa t	UC/hora	D
$c_{co2}(t)$	costo de emisión de CO_2 en la etapa t	\$/tCO_2	D
$\varphi_e(l)$	factor de emisión del combustible l	tCO_2/UC	D
$\varphi_r(j)$	factor de reducción de emisión de la planta j	p.u.	D
$\varphi(j)$	factor de consumo del combustible de la planta j	UC/MWh	D
r	índice de las restricciones de generación		
R	número de restricciones de generación		
J(r)	conjunto de plantas térmicas en la restricción r		
I(r)	conjunto de plantas hidroeléctricas en la restricción r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	limite inferior de la restricción r en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{G}_{tk}(r)$	límite superior de la restricción r en la etapa t, escalón k	MWh	D
r	índice de las restricciones de reserva de generación		
R_1	número de restricciones de reserva de generación tipo 1		
R_2	número de restricciones de reserva de generación tipo 2		
R_3	número de restricciones de reserva de generación tipo 3		
$f(r)$	factor de la demanda correspondiente a la restricción de reserva r	p.u.	D
s	índices de los sistemas o regiones		
S	número de sistemas		
I(s)	conjunto de plantas hidroeléctricas en el sistema s		
J(s)	conjunto de plantas térmicas en el sistema s		
$\Omega(s)$	conjunto de sistemas directamente conectados al sistema s		
$d_{tk}(s)$	demanda de energía en el sistema s en al etapa t, en el escalón k	MWh	D
$\omega_{tk}(l,s)$	trasferencia de energía del sistema l al sistema s en la etapa t, escalón k	MWh	V
$\overline{\omega}(l,s)$	límite de transferencia desde el sistema l al sistema s	MWh	D
$c(l,s)$	costo de transferencia del sistema l al sistema s	\$/MWh	D
$c(s,l)$	costo de transferencia del sistema s al sistema l	\$/MWh	D
si	índices de las restricciones de suma de intercambio		
N_{si}	número de restricciones de suma de intercambio		
K(si)	número de líneas de intercambio pertenecientes a la restricción de suma de intercambio si		
$I_{tk}(m,si)$	línea de intercambio m de la restricción si, en la etapa t, escalón k	MWh	V
$\underline{I}_{tk}(si)$	límite inferior de la restricción de suma de intercambio si, en el escalón k y en la etapa t	MWh	D
$\overline{I}_{tk}(si)$	límite superior de la restricción de suma de intercambio si, en el escalón k y en la etapa t	MWh	D
n	índices de barras		
N	número de barras		
$g(n)$	generación en la barra n	MWh	V

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$d(n)$	demanda en la barra n	MWh	D
m	índices de circuitos		
M	número de circuitos		
$f(m)$	flujo de potencia en el circuito m	MWh	V
$\Omega(n)$	conjunto de circuitos directamente conectados a la barra n		
$\gamma(m)$	susceptancia del circuito m		
$\theta(n)$	ángulo nodal de la barra n		
$n(i)$	conjunto de barras asociadas a la planta i		
$n_F(m)$	barra DE del circuito m		
$n_T(m)$	barra PARA del circuito m		
l	índices de enlace DC		
L	número de enlaces DC		
$\overline{\gamma}_{tk}(l)$	límite de flujo del enlace DC l en la etapa t, escalón k	MWh	D
a	índices de áreas eléctricas		
A	número de áreas		
I(a)	conjunto de plantas hidroeléctricas pertenecientes al área a		
J(a)	conjunto de plantas térmicas pertenecientes al área a		
$\underline{N}(a)$	conjunto de barras pertenecientes al área a		
$\overline{I}_{tk}(a)$	límites de importación del área a en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{E}_{tk}(a)$	límites de exportación del área a en la etapa t, escalón k	MWh	D
sc	índices de las restricciones de suma de flujo en los circuitos		
N_{sc}	número de restricciones de suma de flujo en los circuitos		
K(sc)	número de circuitos pertenecientes a la restricción de soma de flujo en circuitos sc		
$\alpha(m)$	factor multiplicativo asociado al circuito m de la restricción sc		
$\underline{F}(sc)$	límite inferior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D
$\overline{F}(sc)$	límite superior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D
n	índices de los nodos de producción de gas natural		
N_g	número de nodos de producción de gas natural		
$\Omega(n)$	conjunto de nodos del sistema de gas conectados al nodo n		
T(n)	conjunto de plantas térmicas asociadas al nodo n del sistema de gas		
D(n)	conjunto de demandas no eléctricas conectadas al nodo n del sistema de gas		
$\overline{P}_t(n)$	límite máximo de producción de gas del nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{P}_t(n)$	límite mínimo de producción de gas del nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo n en la etapa t	M[UV]/día	V
n,m	índices de los nodos terminales de los gasoductos		

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$\underline{M}_g$	número de gasoductos		
$\overline{f}_t(n,m)$	límite máximo de flujo de gas del gasoducto que conecta los nodos *n* y *m* en la etapa *t*	M[UV]/día	D
$\underline{f}_t(n,m)$	límite mínimo de flujo de gas del gasoducto que conecta los nodos *n* y *m* en la etapa *t*	M[UV]/día	D
$f_t(n,m)$	flujo de gas natural del gasoducto que conecta los nodos *n* y *m* en la etapa *t*	M[UV]/día	V
$p_t(m, N)$	factor de pérdidas del gasoducto que conecta los nodos *m* y *n* en la etapa *t* (cuando el flujo está en la dirección $m \rightarrow n$	M[UV]/día/MWh	D
$\phi_t(j)$	factor de conversión de consumo de gas para la planta térmica *j* en la etapa *t*	M[UV]/día/MWh	D
$\delta_t(n, K)$	déficit de la demanda de gas natural *k* en el nodo *n* en la etapa *t*	M[UV]/día	V
$d_t(n, K)$	demanda de gas natural *k* en el nodo *n* en al etapa *t*	M[UV]/día	D

13 BIBLIOGRAFÍA

Pereira, M.V., Pinto, M.G.V., "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning", *Mathematical Programming*, Volume 52, Numbers 1-3, pp. 359-375, May, 1991

Pereira, M.V., McCoy M.F., Merrill, H.M., "Managing risk in the new power business", *IEEE Computer Applications in Power*, pp.18-24, Apr, 2000.

Gorenstin, B.G., Campodonico, N.M., Costa, J.P., Pereira, M.V.F., "Stochastic optimization of a hydro-thermal system including networkconstraints", *Power Industry Computer Application Conference, 1991. Conference Proceedings*, pp. 127-133, May, 1991.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., "Planning Risks. In: Risk Tutorial", *IEEE Pica Conference*, Santa Clara, 1999.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., "Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models", EPSOM'98, Zurique, Suiça, 1998.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., "Programación Dinámica Dual Estocástica (MPODE y SUPER/OLADE)", *Seminario Internacional Modelos de Planeación y Mercados para el Sistema Eléctrico Colombiano*, 1998, Bogotá, Colombia, 1998

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Gorenstin, B.G., Costa, J. P., "Application of Stochastic Optimization in Power System Planning and Operation". *International Symposium on Electric Power Engineering*, Estocolmo, Suécia, 1995.

A. PROGRAMACIÓN DINÁMICA DUAL ESTOCÁSTICA

A.1 Formulación del problema

El despacho hidrotérmico multi-etapa se plantea como un problema de *programación dinámica estocástica*, caracterizado por la siguiente ecuación recursiva:

$$\alpha(v_{t-1}, a_{t-1}) = E\{ \text{Min } [z_t(e_t) + \alpha_{t+1}(v_t, a_t)] \} \quad \text{(A.1)}$$

$$\text{s.a} \quad v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}(i) + a_t(i) \quad i = 1, ..., I$$

$$0 \le v_t(i) \le \overline{v}_t(i) \qquad i = 1, ..., I$$

$$0 \le u_t(i) \le \overline{u}_t(i) \qquad i = 1, ..., I$$

$$e_t(i) = \rho(i)\, u_t(i) \qquad i = 1, ..., I$$

donde i índice de las centrales hidroeléctricas (I = número de centrales) y $z_t(e_t)$ representa el costo operativo asociado a la generación hidroeléctrica e_t, esto es:

$$z_t(e_t) = \text{Min} \quad \sum_{j=1}^{J} c(j) g_t(j) + c_\delta \delta_t \quad \text{(A.2)}$$

$$\text{s.a} \quad \sum_{j=1}^{J} g_t(j) + \sum_{i=1}^{I} e_t(i) + \delta_t = d_t$$

$$0 \le g_t(j) \le \overline{g}_t(j) \qquad j = 1, ..., J$$

donde j índice de las térmicas (J = número de térmicas).

En teoría, el procedimiento recursivo (A.1) podría ser resuelto a través de un algoritmo de programación dinámica estocástica (PDE). Sin embargo, el esfuerzo computacional del algoritmo PDE tradicional crece exponencialmente con el número de variables de estado del problema.

Debido a esto, se utiliza la técnica de programación dinámica estocástica dual (SDDP), que permite obtener los mismos resultados de la PDE tradicional, sin la necesidad de discretización del espacio de estados. El algoritmo SDDP es un proceso iterativo de construcción de una aproximación de la función de costo futuro, cuya precisión depende de dos parámetros: el tamaño de la muestra de estados (L) y el número de escenarios condicionados utilizados en el cálculo de la función de costo futuro (N).

A.2 Pasos del algoritmo SDDP

A.2.1 Selección del conjunto inicial de estados

En la primera iteración se requieren L estados iniciales. Para cada etapa t el estado $(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l})$ representa las condiciones iniciales de almacenamiento y afluencias, para $l = 1, ..., L$.

A.2.1.1 Estados iniciales de almacenamiento

El estado inicial de almacenamiento para la etapa t =1 es un dato conocido, igual a v_0 para cada uno de los L estados. Los estados iniciales de almacenamiento $\{v_{t-1}^{l}\}$, $l = 1, ... , L$ y $t = 2, ..., T$ se obtienen dividiendo la capacidad del embalse en L valores. Por ejemplo, si $L = 5$, los estados de almacenamiento serían 100%, 75%, 50%, 25% y 0%.

A.2.1.2 Estados iniciales de afluencias

La condición hidrológica inicial a_0 es un dato conocido. Los estados iniciales de afluencias anteriores $\{a_{t-1}^{l}\}$, $l = 1, ... ,L$ se obtienen generando un conjunto de L secuencias hidrológicas para las etapas $t = 2, ..., T$. El proceso de generación consiste en sortear aleatoriamente un vector de ruidos ξ_t^{l} con distribución Lognormal de tres parámetros y calcular el vector de afluencias para la etapa t, secuencia l como:

$$a_t^{l} = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^{l} + \Lambda_t \times \xi_t^{l} \qquad \text{(A.3)}$$

Las matrices Φ_{t-1} y Λ_t contienen los parámetros del modelo estocástico de afluencias. Φ_{t-1} representa la relación entre las afluencias de una misma central en etapas consecutivas (correlación temporal), mientras Λ_t representa la relación entre todas las afluencias del sistema en la misma etapa (correlación espacial). En esta presentación de la metodología se utiliza un modelo auto-regresivo de orden 1, con el objetivo de simplificar la notación. Se observa que la utilización de modelos de orden mayor que 1 no compromete la eficiencia de la metodología SDDP.

A.2.2 Cálculo de la función aproximada de costo futuro

La aproximación de la función de costo futuro se construye a través de una recursión en el sentido inverso del tiempo. Para cada etapa t y para cada estado $(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l})$ el siguiente proceso se repite.

A.2.2.1 Generación de N escenarios de afluencias condicionadas

Se generan N escenarios de afluencias condicionadas a la afluencia a_{t-1}^{l}, como se muestra a continuación:

$$a_t^{ln} = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^{l} + \Lambda_t \times \xi_t^n \qquad \text{para } n = 1, ..., N \qquad \text{(A.4)}$$

donde Φ_{t-1} y Λ_t son los parámetros del modelo estocástico de afluencias para la etapa *t*, y el vector ξ_t^n se obtiene por un sorteo aleatorio de una distribución Lognormal.

A.2.2.2 Solución del problema operativo

Sea v_{t-1}^{l} el vector de almacenamientos iniciales y a_t^{ln} uno de los vectores de afluencias condicionadas producido en el paso A.2.2.1. Se resuelve entonces el problema operativo para la etapa *t*:

$$w_t^{ln} = \quad \text{Min} \quad z_t(e_t) + \alpha_{t+1} \qquad \text{(A.5)}$$

$$\text{s. a:} \quad v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^{l}(i) + a_t^{ln}(i) \qquad \pi_{v_{t-1}}^{ln}(i)$$

$$0 \le v_t(i) \le \overline{v}_t(i) \qquad \pi_{\overline{v}_t}^{ln}(i)$$

$$0 \le u_t(i) \le \overline{u}_t(i) \qquad \pi_{\overline{u}_t}^{ln}(i)$$

$$e_t(i) = \rho(i)\, u_t(i)$$

$$\alpha_{t+1} - \sum_{i=1}^{I} \phi_{v_t}^{p}(i) \times v_t(i) \ge \sum_{i=1}^{I} \phi_{a_t}^{p}(i) \times a_t^{ln}(i) + r_t^{p} \qquad \pi_{\alpha_{t+1}}^{ln}(p)$$

$$\alpha_{t+1} \ge 0$$

para $i = 1, ..., I$; para $j = 1, ..., J$; para $p = 1, ..., P(t)$

donde $P(t)$ es el número de aproximaciones de la función de costo futuro en la etapa *t*. Inicialmente $P(t) = 0$.

A.2.2.3 Cálculo de las derivadas

Después de la solución del problema (A.5) para cada uno de los escenarios de afluencias condicionadas, se calculan las derivadas de la función objetivo con respecto a las condiciones iniciales (v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l})

El vector $\partial w_t^{ln} / \partial v_{t-1}^{l}$ representa la variación del costo operativo con respecto a los almacenamientos iniciales. Como estos almacenamientos sólo aparecen en la ecuación de balance hídrico, se tiene:

$$\frac{\partial w_{t-1}^{l}}{\partial v_{t-1}^{l}} = \pi_{v_{t-1}}^{ln} \qquad \text{(A.6)}$$

donde $\pi_{v_{t-1}}^{ln}$ es el multiplicador Simplex asociado a la ecuación de balance hídrico del problema (A.5).

La variación del costo operativo con respecto a las afluencias anteriores, $\partial w_t^{ln}/\partial a_{t-1}^{l}$ se obtiene de la siguiente manera. Aunque a_{t-1}^{l} no aparezca en el lado derecho del problema (A.5), se utiliza la regla de la cadena para obtener la derivada:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} \times \frac{\partial a_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} \tag{A.7}$$

Dado que a_t^{ln} aparece en la ecuación de balance hídrico y en las restricciones de costo futuro, se tiene:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} = \pi_{v_{t-1}}^{ln} + \sum_{p=1}^{P(t)} \phi_{a_t}^{p} \times \pi_{\alpha_{t+1}}^{ln}(p) \tag{A.8}$$

Para obtener el término $\partial a_t^{ln}/\partial a_{t-1}^{l}$, se substituye a_t^{ln} por la expresión (A.4) del modelo estocástico de afluencias. Derivando, se tiene:

$$\frac{\partial a_{t-1}^{l}}{\partial a_{t-1}^{l}} = \Phi_{t-1} \tag{A.9}$$

La derivada deseada se calcula como el producto de las dos expresiones anteriores, es decir:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} = [\pi_{v_{t-1}}^{ln} + \sum_{p=1}^{P(t)} \phi_{a_t}^{p} \times \pi_{\alpha_{t+1}}^{ln}(p)] \times \Phi_{t-1} \tag{A.10}$$

Por simplicidad de notación, se define:

$$\phi_{a_{t-1}}^{ln} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} \tag{A.11}$$

A.2.2.4 Cálculo de la aproximación de la función de costo futuro

Después de la solución de los *N* problemas correspondientes a los *N* escenarios condicionados al estado (v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}) y calculadas las derivadas con respecto a las condiciones iniciales para cada escenario *n*, el valor esperado de estas derivadas está dado por

$$\phi_{v_{t-1}}^{l} = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N} \pi_{v_{t-1}}^{ln} \quad (A.12)$$

$$\phi_{a_{t-1}}^{l} = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N} \phi_{a_{t-1}}^{ln} \quad (A.13)$$

y el valor esperado de la función objetivo es:

$$w_t^l = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N} w_t^{ln} \quad (A.14)$$

Una aproximación de la función de costo futuro de la etapa anterior t-1 se obtiene a través de la linealización del valor esperado w_t^l alrededor del estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l)

$$\alpha_{t-1}^{l}(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}) \geq w_t^l + \phi_{v_{t-1}}^{l} \times (v_{t-1} - v_{t-1}^{l}) + \phi_{a_{t-1}}^{l} \times (a_{t-1} - a_{t-1}^{l}) \quad (A.15)$$

Separando los valores conocidos de las variables de decisión y agregando los términos, se tiene:

$$\alpha_{t-1}^{l}(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}) \geq \phi_{v_{t-1}}^{l} \times v_{t-1} + \phi_{a_{t-1}}^{l} \times a_{t-1} + r_{t-1}^{l} \quad (A.16)$$

donde r_{t-1}^{l} es un término constante dado por:

$$r_{t-1}^{l} = w_t^l - \phi_{v_{t-1}}^{l} \times v_{t-1}^{l} - \phi_{a_{t-1}}^{l} \times a_{t-1}^{l} \quad (A.17)$$

A.2.2.5 Actualización de la función de costo futuro de la etapa anterior

El procedimiento presentado en A.2.2.4 produce un híperplano que aproxima la función de costo futuro de la etapa anterior t–1 alrededor del estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l). Este proceso se repite para cada estado l, con l = 1, ..., L. De esta forma generamos L aproximaciones de la función de costo futuro para la etapa t–1. Estos L nuevos híperplanos son añadidos al problema de la etapa anterior, por lo tanto $P(t–1) \leftarrow P(t–1) + L$.

A.2.3 Cálculo del límite inferior

El problema operativo se resuelve ahora para la primera etapa, t=1. Los tramos de la función de costo futuro para esta etapa fueron obtenidos como se mostró en la sección A.2.2. El valor esperado del costo operativo a lo largo del período de planeamiento se calcula como:

$$\underline{w} = \frac{1}{L}\sum_{l=1}^{L} w_1^l \quad (A.18)$$

donde:

$\underline{w}$ valor esperado del costo operativo

w_1^l valor óptimo del problema operativo de la primera etapa dado el volumen inicial v_0 y el vector de afluencias a_1^l:

$$w_1^l = \text{Min} \sum_{j=1}^{J} c_1(j)\, g_1(j) + c_\delta\, \delta_t + \alpha_1 \qquad \text{(A.19)}$$

sujeto a las restricciones operativas etc.

Si el procedimiento presentado en las secciones A.2.1 y A.2.2 se aplicara a todos los estados (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) posibles del sistema, el costo operativo promedio calculado en (A.18) seria por definición la solución óptima del problema estocástico. Como el número total de estados es excesivamente elevado, se aplica el procedimiento a un subconjunto de L estados. Por lo tanto, las funciones de costo futuro $\{\alpha_t\}$ calculadas son aproximaciones de las funciones verdaderas. En particular, dado que la aproximación de la función de costo futuro no incluye todos los tramos, el valor $\underline{w}$ en (A.18) es un límite inferior para la solución óptima.

A.2.4 Cálculo del límite superior

El cálculo del límite superior se basa en la observación de que el costo esperado resultante de la simulación operativa del sistema para cualquier función de costo futuro no puede ser inferior al valor óptimo. El proceso consiste en una simulación en el sentido directo del tiempo para una muestra de tamaño L. El procedimiento de simulación se presenta a continuación.

A.2.4.1 Estados iniciales de almacenamiento

Para la etapa t=1 se considera el vector de volúmenes iniciales v_0.

A.2.4.2 Estados iniciales de afluencias

Los estados iniciales de afluencias para las etapas t = 1, ..., T y para los escenarios l = 1, ..., L son los mismos que se sortearan en la sección A.2.1.2.

A.2.4.3 Simulación operativa

Para cada etapa t y para cada estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) se resuelve el problema operativo:

$$w_t^l = \text{Min} \quad z_t(e_t) + \alpha_{t+1} \qquad \text{(A.20)}$$

$$\text{s. a:} \quad v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^l(i) + a_t^l(i)$$

$$0 \le v_t(i) \le \overline{v}_t(i)$$

$$0 \le u_t(i) \le \overline{u}_t(i)$$

$$e_t(i) = \rho(i)\, u_t(i)$$

$$\alpha_{t+1} - \sum_{i=1}^{I} \phi_{v_t}^{p}(i) \times v_t(i) \ge \sum_{i=1}^{I} \phi_{a_t}^{p}(i) \times a_t^{l}(i) + r_t^{p}$$

$$\alpha_{t+1} \ge 0$$

para $i = 1, ..., I$; para $j = 1, ..., J$; para $p = 1, ..., P(t)$

donde $P(t)$ es el número de aproximaciones de la función de costo futuro en la etapa t obtenidas en el proceso recursivo presentado en A.2.2. El siguiente valor está asociado a la solución de este problema:

$$z_t^{l} = w_t^{l} - \alpha_t^{l} \qquad \text{(A.21)}$$

donde w_t^{l} es el valor óptimo de la solución y α_t^{l} es el valor de la variable de costo futuro en la solución óptima. En otras palabras, z_t^{l} representa el costo operativo en la etapa t, sin costo futuro.

A.2.4.4 Actualización del estado inicial de almacenamiento

Para las etapas t, $t = 2, ..., T$, actualice los estados iniciales de almacenamiento utilizando el vector de almacenamientos finales v_{t-1}^{l} obtenido en la solución del problema operativo de la etapa t-1 para el l-ésimo escenario.

A.2.4.5 Obtención del límite superior

Después de la solución del problema (A.20) para cada estado inicial (v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}) y para cada etapa se calcula:

$$\overline{w} = \frac{1}{L} \sum_{l=1}^{L} z^{l} \qquad \text{(A.22)}$$

donde z^{l} es el costo operativo total de la secuencia l:

$$z^{l} = \sum_{t=1}^{T} z_t^{l} \qquad \text{(A.23)}$$

A.2.5 Verificación de la optimalidad

El límite superior estimado en (A.22) se basa en una muestra de L secuencias de afluencias. Por lo tanto, hay una incertidumbre alrededor de esta estimación, que depende de la desviación estándar del estimador:

$$\sigma_w = \sqrt{\frac{1}{L^2} \sum_{l=1}^{L} (z^l - \overline{w})^2} \qquad \text{(A.24)}$$

El intervalo de confianza (95%) para $\overline{w}$ es:

$$[\overline{w} - 1.96\ \sigma_w;\ \overline{w} + 1.96\ \sigma_w] \qquad \text{(A.25)}$$

Si el límite inferior $\underline{w}$ está en el intervalo (A.25), se llegó a la solución óptima y el algoritmo termina. En caso contrario, se debe mejorar la aproximación de las funciones de costo futuro y por lo tanto repetir el procedimiento presentado en la sección A.2.2. Los nuevos estados de almacenamiento son los volúmenes (v_{t-1}^{l}) producidos en la simulación operativa presentada en la sección A.2.4. Los estados de afluencias (a_{t-1}^{l}) siguen iguales.

B. MODELO ESTOCÁSTICO DE CAUDALES

B.1 Objetivo

En este Anexo se describe el modelo estocástico de caudales utilizados en el modelo SDDP. El modelo busca caracterizar, de la forma más realista y simple posible:

- la dependencia de una secuencia de caudales afluentes a un embalse con el ciclo anual y con su propio histórico reciente;
- la naturaleza de la distribución del vector de ruidos en cada intervalo de tiempo;
- la naturaleza de la interdependencia entre las afluencias a los diferentes embalses.

El modelo de caudales es capaz de determinar y aplicar diferentes órdenes de autocorrelación para cada período del modelo. En este texto, se procura simplificar la representación matemática del modelo, considerando el tipo AR(1). Esperamos que esto haga más fácil la comprensión del modelo. El modelo de caudales afluentes a un embalse se describe en la Sección B.2, incluyendo procedimientos para la estimación de los parámetros del modelo autoregresivo, caracterización de la distribución de ruidos, y testes para verificar si el modelo es adecuado.

La sección B.3 describe como se modela y estima la relación entre los caudales afluentes a diferentes embalses.

El modelo genera series sintéticas de caudales que son utilizadas en la fase *forward* del algoritmo del SDDP, o en la simulación de la operación del sistema. El modelo de caudales también genera secuencias de caudales condicionadas, utilizadas en la fase *backward* del algoritmo. La Sección B.4 describe como el programa SDDP genera secuencias sintéticas de caudales para el modelo y estima los parámetros.

B.2 Modelación en una variable para secuencias de caudales afluentes a un único embalse

B.2.1 El Modelo ARP(1)

B.2.1.1 Introducción

Los parámetros que caracterizan las secuencias de caudales (media, desviación estándar, asimetría y correlación temporal) generalmente presentan un comportamiento periódico a lo largo del año. Estas secuencias se pueden analizar por modelos autoregresivos periódicos, *ARP*. En este texto se asume un modelo autoregresivo de orden 1 para cada período, es decir, toda la información de correlación entre caudales presente y pasada está contenida en la correlación con el período anterior. En este modelo, la autocorrelación se reduce exponencialmente en la medida que el número de períodos autoregresivos lineales aumenta.

Usaremos la siguiente notación para describir el modelo:

m para períodos, *m* = 1, 2, ..., *s*, donde *s* es el número de etapas del año (*s* = 12 para series mensuales, *s* = 52 para series semanales)

T para años, *T* = 1, 2, ..., *N*, donde *N* es el número de años

t índice de las etapas, *t* = 1, 2, ..., *s* x *N*,

Z_t secuencia estacional de la etapa *t*

μ_m media estacional del período *m*

σ_m desviación estándar del período *m*

ϕ_m parámetro autoregresivo (de orden 1) para el período *m*

a_t ruidos con media cero y varianza $\theta^2(t)$

Una autocorrelación de orden 1 en cada período significa que en cada período los caudales están relacionados a los caudales del período anterior por la ecuación:

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \phi_m\left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + a_t \qquad \text{(B.1)}$$

donde a_t no depende de $Z_{t-1}, Z_{t-2}, \ldots$.

B.2.1.2 Relación entre el parámetro autoregresivo y la correlación de caudales

La siguiente ecuación muestra que con un modelo autoregresivo de primer orden, el parámetro autoregresivo de cada período es el mismo que el coeficiente de correlación (de primer orden) del período correspondiente.

Denominaremos $\rho^m(k)$, la correlación entre Z_t y Z_{t-k} para *t* perteneciente al período *m*:

$$\rho^m(k) = \mathrm{E}\left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right)\left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right)\right] \qquad \text{(B.2)}$$

El conjunto de funciones de autocorrelación $\rho^m(k)$ de los períodos *m* = 1, ..., s describen la estructura con dependencia temporal de las series de caudales. Substituyendo la ecuación (B.2) en (B.1), se obtiene:

$$\rho^m(k) = \phi_m \mathrm{E}\left[\left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)\left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right)\right] + \mathrm{E}\left[a_t\left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right)\right] \qquad \text{(B.3)}$$

En función de la independencia de los ruidos con respecto al histórico, el segundo término del lado derecho de la ecuación es cero. Así

$$\begin{aligned}\rho^m(k) &= \phi_m \rho^{m-1}(k-1) && k \geq 1 \\ &= \phi_m \phi_{m-1} \rho^{m-2}(k-2) && k \geq 2\end{aligned} \tag{B.4}$$

Si aplicamos la misma relación continuamente y observamos que $\rho^m(k-k) = \rho^m(0) = 1$, obtenemos

$$\rho^m(k) = \phi_m \phi_{m-1} \ldots \phi_{m-k+1} \tag{B.5}$$

En el caso particular en que $k = 1$, tenemos la siguiente relación

$$\rho^m(1) = \phi_m \tag{B.6}$$

Por lo tanto, en un modelo ARP(1), el parámetro autoregresivo φ_m es idéntico a la correlación entre los caudales del período *m* y el período *m-1*. Por eso podemos expresar la varianza del ruido en términos de los parámetros autoregresivos.

B.2.1.3 El vector de ruidos transformados

La generación de secuencias de caudales que serán usadas por el modelo SDDP requiere el conocimiento de los parámetros y de la forma de la distribución asociada a los caudales. En particular, es necesario determinar los parámetros de la distribución de ruidos de los caudales. Estos parámetros no están directamente relacionados a los caudales anteriores por medio de las autocorrelaciones.

Si asumimos que el ruido tiene una distribución Lognormal, con media 0, varianza $\theta^2(t)$ y un límite inferior ψ_t, entonces sabemos de la teoría Estadística, que $a_t - \psi_t$ tiene distribución Lognormal con media $-\psi_t$ y varianza $\theta^2(t)$. Si transformamos estas variables $a_t - \psi_t$ aplicando sus logaritmos, las variables resultantes tienen una distribución normal. Así, precisamos determinar los parámetros de la distribución Normal desde los parámetros calculados de los caudales observados. Inicialmente obtenemos la varianza de los ruidos en términos del parámetro autoregresivo.

Como a_t tiene media cero,

$$\begin{aligned}Var(a_t) &= \mathrm{E}\left(a_t^2\right) \\ &= \mathrm{E}\left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) - \phi_m\left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)\right]^2 \\ &= \mathrm{E}\left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right)^2\right] + \phi_m^2 \mathrm{E}\left[\left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)^2\right] - 2\phi_m \mathrm{E}\left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right)\left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)\right] \\ &= \rho^m(0) + \phi_m^2 \rho^{m-1}(0) - 2\phi_m \rho^m(1) \\ &= 1 + \phi_m^2 - 2\phi_m^2 \\ &= 1 - \phi_m^2\end{aligned}$$

Por lo tanto:

$$\theta^2(t) = 1-\phi_m^2 \tag{B.7}$$

Los caudales no pueden ser negativos, lo que implica un límite inferior para a_t, ψ_t. Definiremos ψ_t por el manejo de la ecuación (B.1). Z_t será positivo si:

$$a_t > -\frac{\mu_m}{\sigma_m}-\phi_m\left(\frac{Z_{t-1}-\mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)=\psi_t \tag{B.8}$$

Ahora vamos a deducir los parámetros de las distribuciones normales $\log(a_t - \psi_t)$, es decir, la media μ_v y la varianza σ_v^2. Los valores de μ_v y σ_v^2 se pueden deducir por la función generadora de momentos de $a_t - \psi_t$. Por simplicidad de notación, dejaremos de lado el índice del tiempo *t*. También asumiremos el índice λ para simplificar la notación.

La función densidad de probabilidad de a_t, que tiene distribución Lognormal de 3 parámetros (ψ_t, μ_n, σ_n) es:

$$f_{a_t} = \frac{1}{(a_t-\psi_t)\sqrt{2\pi\sigma_v}}e^{-0.5\left(\frac{\log(a_t-\psi_t)-\mu_v}{\sigma_v}\right)^2} \qquad \text{para } a_t \geq \psi_t \tag{B.9}$$

donde

$$\mu_v = E\left(\log(a_t - \psi_t)\right) \tag{B.10}$$

$$\sigma_v = E\left(\log(a_t - \psi_t) - \mu_v\right)^2 \tag{B.11}$$

La función de probabilidad (B.9) tiene las siguientes estadísticas:

Media:

$$\mu = \psi_t + e^{\mu_v+\frac{\sigma_v^2}{2}} \tag{B.12}$$

Varianza:

$$\theta^2 = e^{2(\mu_v+\sigma_v^2)} - e^{2\mu_v+\sigma_v^2} \tag{B.13}$$

Llamando la variable auxiliar $\lambda = e^{\sigma_v^2}$ y trabajando con el segundo momento (B.13), se obtiene:

$$\theta^2 = e^{2\mu_v} e^{\sigma_v^2}\left(e^{\sigma_v^2} - 1\right)$$
$$= e^{2\mu_v}\lambda(\lambda - 1)$$

entonces tenemos que :

$$e^{2\mu_v} = \frac{\theta^2}{\lambda(\lambda - 1)}$$

aplicando el logaritmo:

$$\mu_v = .5\log\left(\frac{\theta^2}{\lambda(\lambda - 1)}\right) \tag{B.14}$$

y

$$\sigma_v^2 = \log(\lambda) \tag{B.15}$$

A partir de los momentos de primer orden (B.12) de la distribución Lognormal, se tiene:

$$-\psi = e^{\mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2}}$$

aplicando logaritmo:

$$\log(-\psi) = \mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2} \tag{B.16}$$

sustituyendo (B.14) y (B.15) en el lado derecho de (B.16):

$$= .5\log\left(\frac{\theta^2}{\lambda(\lambda - 1)}\right) + .5\log\lambda$$
$$= .5\log\theta^2 - .5\log(\lambda(\lambda - 1)) + .5\log\lambda$$
$$= .5\log\theta^2 - .5\log\lambda - .5\log(\lambda - 1) + .5\log\lambda$$
$$= .5\log\left(\frac{\theta^2}{\lambda - 1}\right)$$

exponenciando ambos lados:

$$-\psi = \sqrt{\frac{\theta^2}{\lambda - 1}}$$

$$\psi^2 = \frac{\theta^2}{\lambda - 1}$$

entonces:

$$\lambda = \frac{\theta^2}{\psi^2} + 1. \qquad \text{(B.17)}$$

Sustituyendo (B.17) en (B.14) y (B.15) obtenemos expresiones para μ_v y σ_v^2 en términos de la varianza y del límite inferior de los ruidos. Estas son utilizadas en la generación sintética de caudales.

Consideraremos ahora la dependencia explícita con *t*. La variable $V_t = (\log(a_t - \Psi_t) - \mu_v)/\sigma_v$ es llamada ruido transformado.

B.2.2 Modelo de ajuste

El modelo de caudales permite la adopción de diferentes órdenes de regresión que se aplican a cada período. Box y Jenkins propusieron una metodología para el ajuste de modelos ARIMA de series temporales, que también se pueden aplicar a los modelos PAR(p). En este análisis, la selección del modelo se divide en tres partes.

El primer paso, llamado *identificación del modelo,* consiste en la selección de un orden inicial para el modelo, basado en los estimadores de las funciones autoregresivas obtenidas desde el histórico. El segundo paso es la *estimación* de los parámetros del modelo, y el tercer paso es llamado *verificación* del modelo, donde testes estadísticos son utilizados para comprobar si las hipótesis adoptadas por el teste anterior son adecuadas. Si esto no se verifica se debe retornar al primer paso, hasta que los resultados sean satisfactorios.

B.2.3 Verificación del modelo

Se puede testar el modelo PAR(1) en cuanto a la independencia y normalización de las afluencias y por "outliers".

B.2.3.1 Independencia de los ruidos

Esta hipótesis se puede comprobar por el cálculo de la autocorrelación estacional de los ruidos transformados, como:

$$r_v^{(m)}(j) = \frac{N^{-1}\sum_{i=1}^{N}\left(V_{(i-1)s+m}V_{(i-1)s+m-j}\right)}{\sigma_v^{(m)}\sigma_v^{(m-l)}} \qquad \text{(B.18)}$$

Si el modelo fuera adecuado, $r_v^{(m)}(j)$ tiene una distribución aproximadamente Normal con media cero y varianza menor que N^{-1}. Las estadísticas de Portmanteau,

$$Q_{m,L} = N\sum_{j=1}^{L}\left(r_v^{(m)}(j)\right)^2 + L(L+1)/2N \qquad \text{(B.19)}$$

son asintóticamente independientes y tienen una distribución χ^2 con $(L-1)$ grados de libertad. Un valor (significativamente) alto de $Q_{m,L}$ indica que la modelación del período m no es adecuada. En este caso, se debe intentar variar el orden del modelo (aumentando el orden desde 1) hasta que los ruidos sean independientes. En este proceso, se puede analizar las funciones de autocorrelación parciales de la muestra.

El modelo también deberá ser probado para todo el conjunto, usando la estadística:

$$Q_L = \sum_{m=1}^{s} Q_{m,L} \qquad \text{(B.20)}$$

donde Q_L tiene una distribución χ^2 con $s(L\text{-}1)$ grados de libertad.

B.2.3.2 Ruidos normalizados

Esta hipótesis puede ser verificada a través del cálculo de la asimetría estacional:

$$\gamma_v^m = N^{-1}\sum_{i=1}^{N}\left(V_{(i-1)s+m}\right)^3 \qquad \text{(B.21)}$$

Por tener el estimador de la asimetría una distribución aproximadamente normal, con media cero y varianza $6N^{-1}$, la hipótesis que la *distribución transformada* tiene una distribución Normal es rechazada (con nivel de significancia α) siempre que $\left|\gamma_v^m\right| > Zn_\alpha\sqrt{\left(6N^{-1}\right)}$, donde n_α es el límite superior del intervalo de confianza para un α dado, de una distribución Normal patrón.

B.2.3.3 Puntos fuera de la curva

El cálculo de la secuencia histórica $\{V_1, V_2, ...\}$ caracteriza como "sospechoso" cualquier valor Z_t que resulte en un valor V_t fuera del intervalo de confianza de 99% de una distribución Normal.

B.3 Modelo multivariado para múltiples embalses

Sea:

$$V_t = [V_t(1), V_t(2), \ldots, V_t(j)] \qquad \text{(B.22)}$$

un conjunto de ruidos transformados espacialmente dependientes, donde $V_t(1)$ corresponde a la primera estación hidrológica, $V_t(2)$ la segunda, y así en adelante, para j estaciones.

El modelo espacial está representado por:

$$V_t = A\, W_t \tag{B.23}$$

donde W_t es un vector con *j* componentes, todos con distribución Normal estándar, e independientes entre si. La matriz *A*, conocida como matriz de carga se calcula por la siguiente ecuación:

$$A\, A' = \text{Cov}(V_t) = \Sigma \tag{B.24}$$

donde *A*' es la transpuesta de *A* y Cov(V_t) es la matriz de covarianza de V_t, llamada Σ, la que se estima desde las observaciones simultaneas de $V_t(1)$, $V_t(2)$, ... , $V_t(j)$.

Una manera de resolver (B.24) es por descomposición en autovectores de Σ:

$$\Sigma = X\Lambda X'$$

donde Λ es una matriz diagonal con los autovalores y X es una matriz de autovectores. Así,

$$A = X\Lambda^{\frac{1}{2}}.$$

B.4 Generación sintética de caudales

La generación de caudales en un período cualquiera *m* se hace tomando una muestra, en cada tiempo *t*, con *j* variables dependientes de distribución Normal estándar, donde *j* es el número de plantas hidráulicas del estudio: $\tilde{W}_t(1), \tilde{W}_t(2), \ldots, \tilde{W}_t(j)$.

El vector de ruidos transformado con dependencia espacial $\tilde{V}_t = \left[\tilde{V}_t(1), \tilde{V}_t(2), \ldots, \tilde{V}_t(j)\right]$ se calcula por la ecuación (B.23), es decir, $\tilde{V}_t = A\tilde{W}_t$. Cada ruido $\tilde{V}_t(i)$, *i* = 1, ... , J recibe una transformación específica para resultar en el ruido $\tilde{a}_t(i)$ del modelo autoregresivo periódico.

$$\tilde{a}_t(i) = \exp\left(\tilde{V}_t(i) \times \tilde{\sigma}_v + \tilde{\mu}_v\right) + \tilde{\Psi}_t \tag{B.25}$$

donde $\tilde{\mu}_v$, $\tilde{\sigma}_v$ e $\tilde{\Psi}_t$ están relacionados a los residuos sintéticos de la misma manera que μ_v, σ_v e Ψ_t están a los ruidos reales (ecuaciones (B.14), (B.15) y (B.8) respectivamente).

La variable normalizada para cada local satisface la ecuación autoregresiva específica de la variable local *i*:

$$\tilde{X}_t(i) = \varphi_m(i)\tilde{X}_{t-1}(i) + \tilde{a}_t(i) \tag{B.26}$$

El caudal sintético $\tilde{Z}_t(i)$ satisface:

$$\tilde{Z}_t(i) = \tilde{X}_t(i)\, \sigma_m(i) + \mu_m(i) \tag{B.27}$$

donde $\mu_m(i)$ y $\sigma_m(i)$ corresponden a la media y desviación estándar de la muestra de los caudales reales afluentes al embalse *i* en el período *m*.

En el programa SDDP, es necesario que sean simultáneamente generados un conjunto de caudales sintéticos. En la etapa de optimización, es necesario que estas secuencias tengan un límite inferior común en cada paso de tiempo. Estas secuencias se llamarán secuencias separadas de $\tilde{Z}(t,k), k = 1, \ldots K$.

En la práctica, debido a la naturaleza iterativa de los cálculos, se utiliza el siguiente procedimiento. En cada instante de tiempo se calcula:

$$\tilde{\Psi}_t(i,k) = -\frac{\mu_m(i)}{\sigma_m(i)} - \varphi_m(i)\frac{\tilde{Z}_{t-1}(i,k) - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}(i)}$$

El valor máximo de los límites inferiores calculados para las secuencias individuales es el límite inferior común. Matemáticamente, se hacía:

$$\tilde{\Psi}_t(i) = \max_{k=1}^{K} \tilde{\Psi}_t(i,k)$$

De esta manera se calculan los parámetros $\tilde{\lambda}$, $\tilde{\mu}_v$ e $\tilde{\sigma}_v$ por:

$$\tilde{\lambda}(t,i,k) = 1 + \frac{1-\varphi_m(i)^2}{\tilde{\Psi}_t(i,k)^2}$$

$$\tilde{\mu}_v(t,i,k) = 0.5\log\left[\frac{1-\varphi_m(i)^2}{\tilde{\lambda}(t,i,k)(\tilde{\lambda}(t,i,k)-1)}\right]$$

$$\tilde{\sigma}_v(t,i,k) = \sqrt{\log(\tilde{\lambda}(t,i,k))}$$

Finalmente se calculan los caudales sintéticos como:

$$\tilde{Z}_t(i,k) = \sigma_m(i)\left[\exp\left(\tilde{\mu}_v(t,i,k) + \tilde{\sigma}_v(t,i,k)\tilde{V}_t(i)\right) + \tilde{\Psi}_t(i,k)\right]$$

Es necesaria la existencia de un punto inicial, esto es un valor de $\tilde{Z}_{t-1}$ para el primero instante de tiempo. En algunos casos, este valor puede ser conocido, como en el caso de la simulación de continuidad de una secuencia de caudales reales. Caso contrario, se puede asumir un valor arbitrario, por ejemplo $\tilde{Z}_{t-1} = \mu_{m-1}$.

Tomo II
Anexo 8

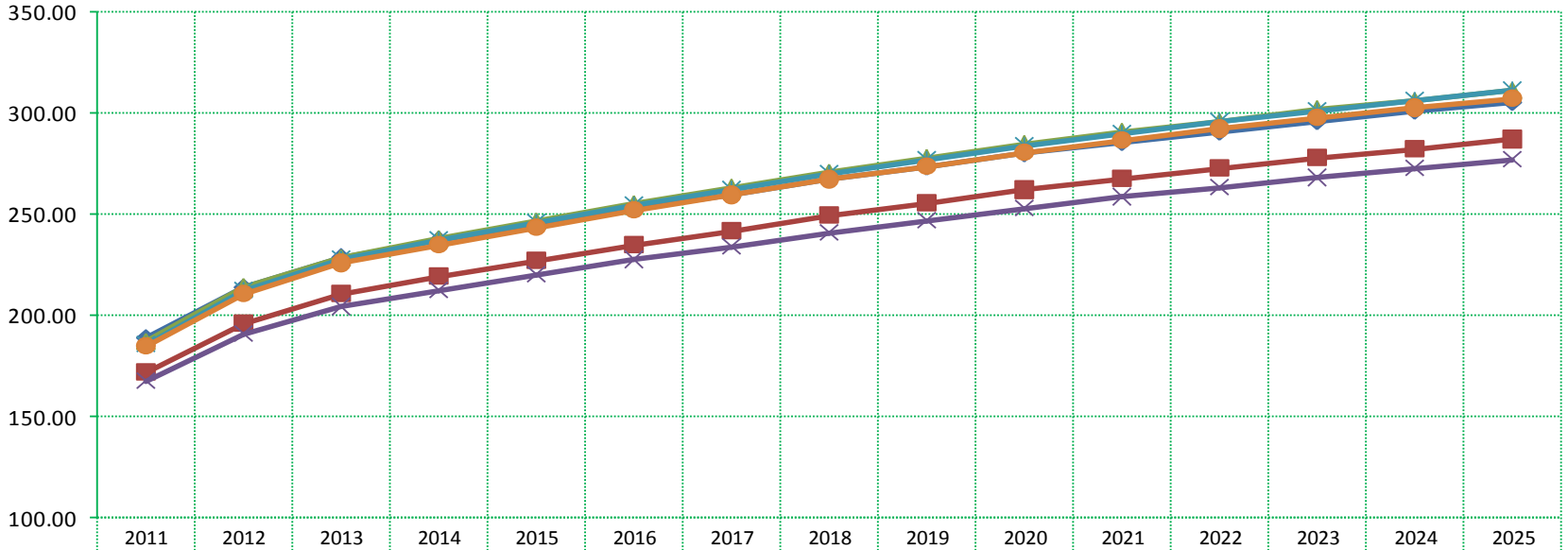
Costo Operativo Térmico

Sistema de Generación Existente - Costos Operativos

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE COMBUSTIBLE	TIPO DE TECNOLOGÍA	COSTO OPERATIVO 2011 ($/MWh)	COSTO O&M ($/MWh)	RENDIMIENTO Gal/MWh	POTENCIA FIRME MW	CAPACIDAD INSTALADA MW
Pedregal Power Company	Pacora	Búnker	Motor de Media Velocidad	171.72	7.34	57.07	53.53	55.40
PAN-AM Generating Ltd.	Pan_Am	Búnker	Motor de Media Velocidad	189.11	23.24	57.59	96.00	96.00
Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A.	Térmica Cativá	Búnker	Motor de Media Velocidad	167.41	11.50	54.13	77.00	87.00
Térmica del Caribe, S.A.	El Giral	Búnker	Motor de Media Velocidad	188.85	10.00	61.51	36.56	50.40
	El Giral II	Búnker	Motor de Media Velocidad	186.33	10.00	60.65		
Generadora del Atlántico, S.A.	Termocolón	Búnker	Ciclo Combinado	187.46	6.80	61.11	105.64	150.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG1 EGESA	Diesel Liviano	Turbina de Gas	389.95	38.60	116.34	35.00	42.80
	TG2 EGESA	Diesel Liviano	Turbina de Gas	384.87	38.60	116.34		
	Cerro Azul	Diesel Liviano	Motor de Media Velocidad	220.21	1.47	72.43	60.00	60.00
	Charco Azul	Diesel Liviano	Motor de Media Velocidad	220.21	1.47	72.43	40.00	40.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Capira	Diesel Liviano	Motor de Media Velocidad	253.48	12.73	79.72	5.50	5.50
	Capira 2	Diesel Liviano	Motor de Media Velocidad	273.29	17.70	79.72		
	Chitre	Diesel Liviano	Motor de Media Velocidad	253.67	12.91	79.72	4.50	4.50
BLM Corp, S.A.	Ciclo Comb.BLM	Diesel Liviano	Ciclo Combinado	212.76	6.00	68.46	89.97	160.00
Corporacion Panameña de Energía, S.A. ***	Termoeléctrica Cerro Azul	Diesel Liviano	Turbina de Gas	nd	nd	71.73	0.0	46.50
						Total	604	798

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2011.

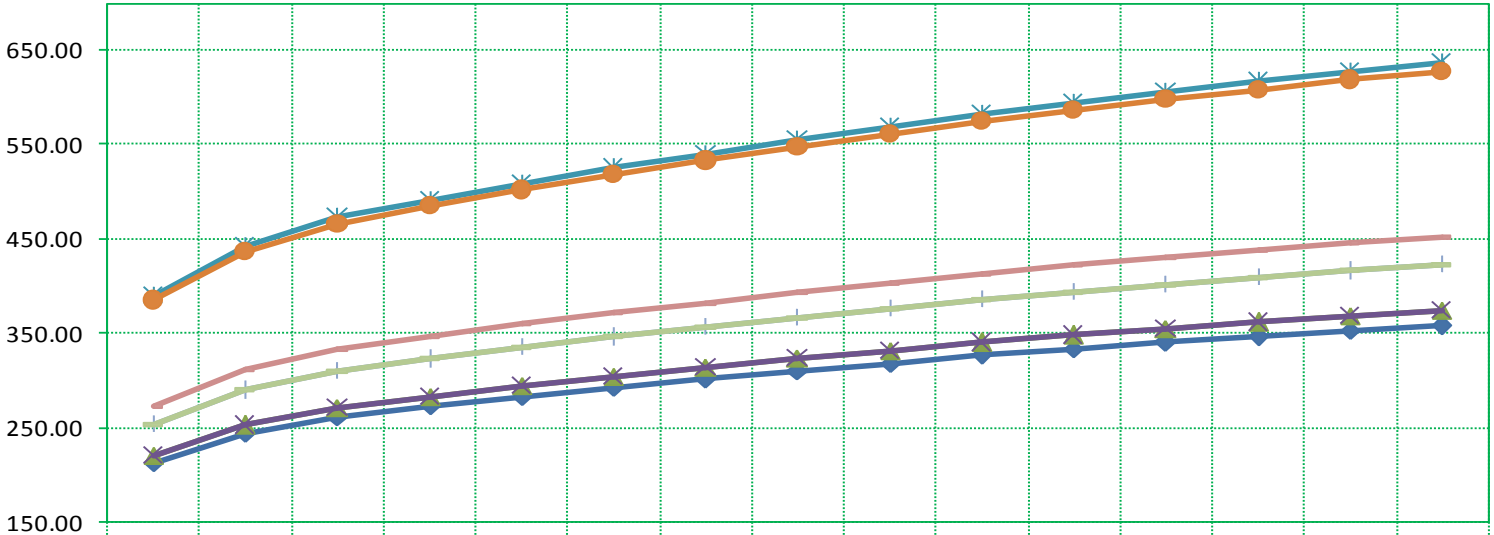
Costo Operativo Termico Plantas de Bunker
Plan Indicativo de Generación 2011



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PAN_AM	189.11	213.88	228.28	236.92	244.98	253.04	259.95	267.44	273.78	280.11	285.87	291.05	296.24	300.85	305.45
PACORA_PP	171.72	196.26	210.53	219.09	227.08	235.07	241.92	249.34	255.61	261.89	267.60	272.74	277.87	282.44	287.01
EIGIRAL	187.15	213.59	228.97	238.20	246.81	255.42	262.80	270.80	277.56	284.33	290.48	296.02	301.55	306.47	311.39
TCATIVA	167.41	190.68	204.22	212.34	219.92	227.49	233.99	241.03	246.98	252.94	258.35	263.22	268.09	272.42	276.76
CC-TCOL	185.66	212.37	227.90	237.21	245.91	254.60	262.05	270.13	276.96	283.79	290.00	295.59	301.18	306.15	311.12
EIGIRAL2	184.65	210.73	225.89	234.99	243.48	251.97	259.25	267.13	273.80	280.47	286.54	291.99	297.45	302.30	307.15

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2011.

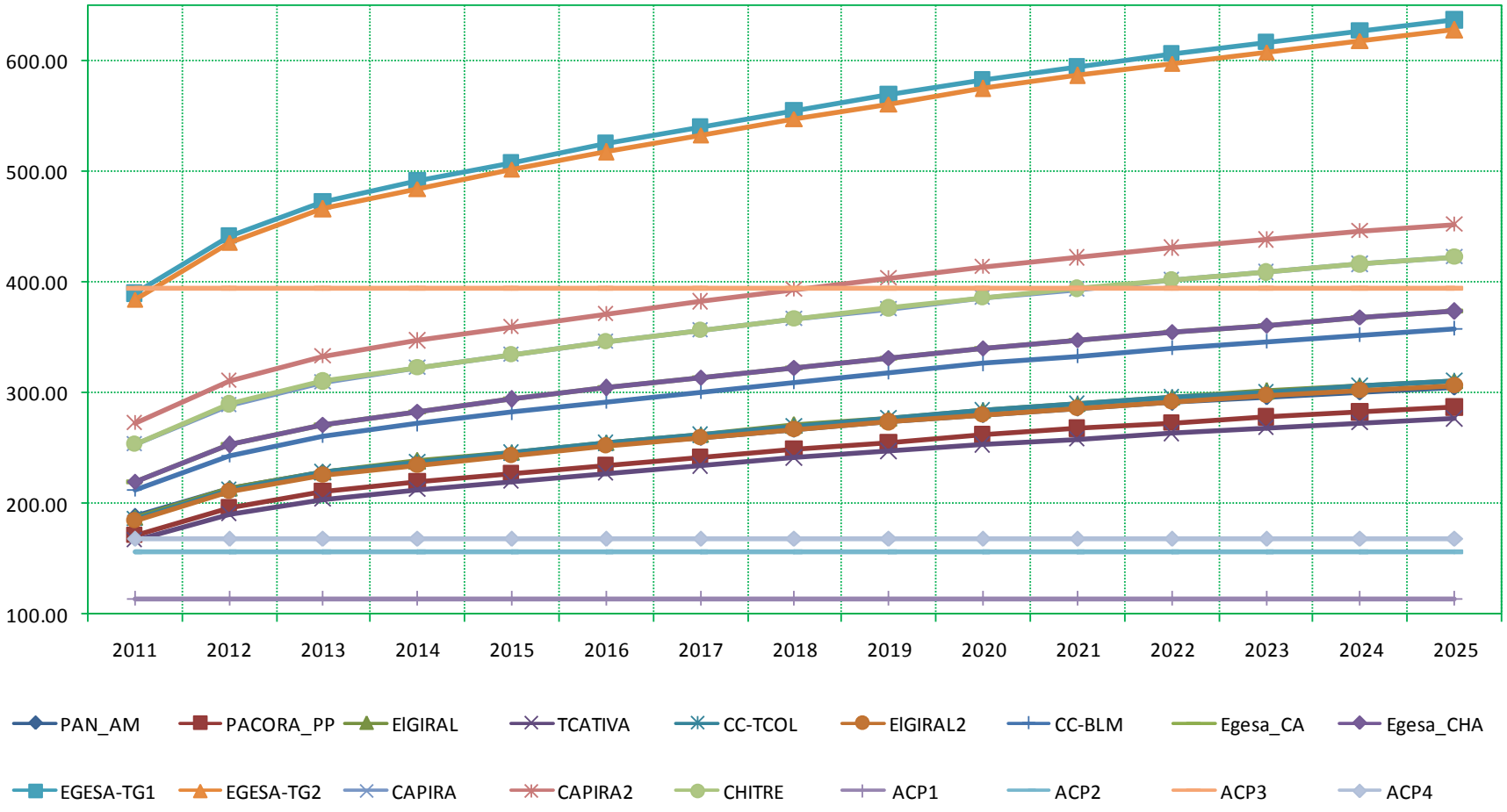
Costos Operativos Termico Plantas de Diesel
Plan Indicativo de Generacion 2011



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CC-BLM	212.7	243.5	261.3	272.3	282.6	292.1	301.0	309.9	318.2	326.4	333.2	340.1	346.2	352.4	357.9
Egesa_CA	220.2	252.8	271.6	283.2	294.1	304.2	313.6	323.0	331.7	340.4	347.7	354.9	361.4	367.9	373.7
Egesa_CHA	220.2	252.8	271.6	283.2	294.1	304.2	313.6	323.0	331.7	340.4	347.7	354.9	361.4	367.9	373.7
EGESA-TG1	389.9	442.3	472.5	491.1	508.6	524.9	540.0	555.1	569.1	583.0	594.7	606.3	616.8	627.2	636.5
EGESA-TG2	384.8	436.4	466.2	484.6	501.8	517.8	532.7	547.6	561.4	575.2	586.6	598.1	608.4	618.7	627.9
CAPIRA	253.4	289.3	310.0	322.8	334.8	345.9	356.3	366.6	376.2	385.8	393.7	401.7	408.9	416.1	422.4
CAPIRA2	273.2	311.3	333.3	346.9	359.6	371.4	382.4	393.4	403.6	413.7	422.2	430.7	438.3	445.9	452.7
CHITRE	253.6	289.5	310.2	323.0	334.9	346.1	356.5	366.8	376.4	386.0	393.9	401.9	409.1	416.3	422.6

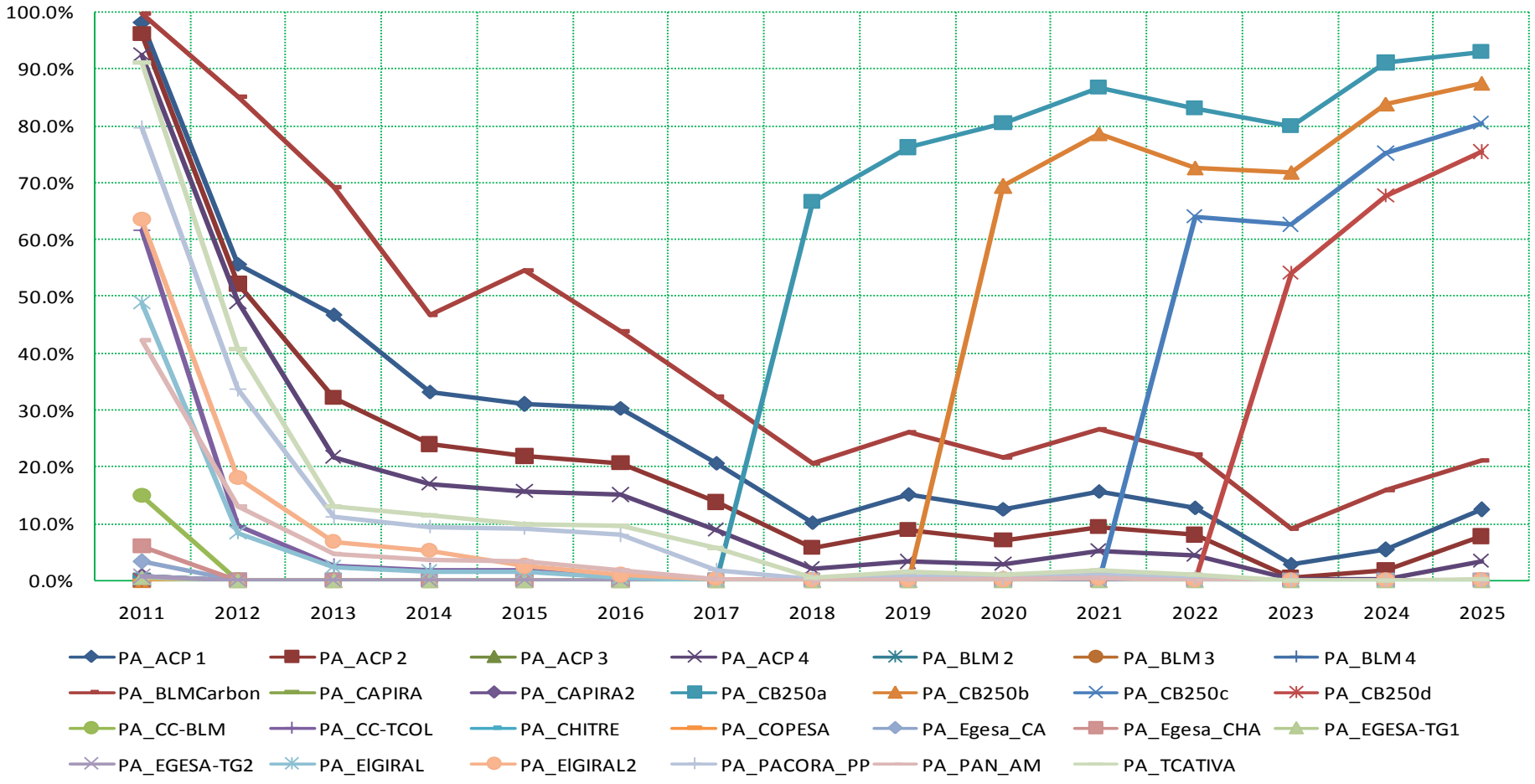
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2011.

Costo Operativo Termico Plantas Existentes
Plan Indicativo de Generación 2011



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2011.

Factor de Planta de las Plantas Térmicas del Caso REGMHTCB11



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2011.

Tomo II
Anexo 9

Salidas de los Casos de Demanda Alta:

Cuadro N° A9.1 Capacidad Firme Caso REGAHTCB11

CAPACIDAD FIRME (MW) - HIDROTERMICO CONSIDERANDO CARBON/DEM.ALTA

Caso REGAHTCB11	Capacidad Instalada	Fact. Disp. o Pot. Firme	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia Firme Instalada			1,357.64	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31
ENEL FORTUNA	300.00		284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02
Fortuna	300.00	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02
AES PANAMA	481.96		193.88	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55
Bayano	260.00	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
La Estrella	47.20	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
Los Valles	54.76	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
Estí	120.00	112.67	0	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
ISTMUS HYDROPOWER, S.A.	10.00		2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
Concepcion	10.00	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
CALDERA ENERGY CORP.	20.00		3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Mendre	20.00	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Hidro Boqueron S.A	3.43		0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Macano	3.43	0.9	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Paso Ancho Hydro Power	6.78		4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30
Paso Ancho	6.78	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30
Hidro Candela	0.54		0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Candela	0.54	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
ESEPSA	22.07		7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31
La Yeguada	6.60	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Macho de Monte	2.50	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Dolega	3.12	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Los Algarrobos	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
HIDRO PMA	4.30		0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
Anton I	1.40	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Anton II	1.40	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Anton II	1.50	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMA (ACP)	175.00		148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28
ACP	175.00	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28
BLM CORP.	280.00		197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97
Bahia las Minas 2	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas 3	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas 4	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas Carbón	120.00	108.00	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
Ciclo Combinado BLM	160.00	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97
TURBINAS DE GAS PANAMA (EGESA)	142.80		135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Azul	60.00	60.00	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charco Azul	40.00	40.00	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turb. Gas 1	21.40	18.00	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turb. Gas 2	21.40	17.00	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPESA	46.50		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Copesa	46.50	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAN-AM GENERATING	96.00		96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Pan_Am	96.00	96.00	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Pedregal Power Company	55.40		53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50
Pacora	55.40	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50
ESEPSA	10.00		10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Capita	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50
Chitre	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
TERMICA DEL CARIBE, S.A.	50.40		36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56
El Giral	50.40	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56
GENERADORA DEL ATLANTICO, S.A.	150.00		105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64
T. Colon	150.00	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64
GDF SUEZ ENERGY	87.00		77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
T. Cativa	87.00	77.00	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77

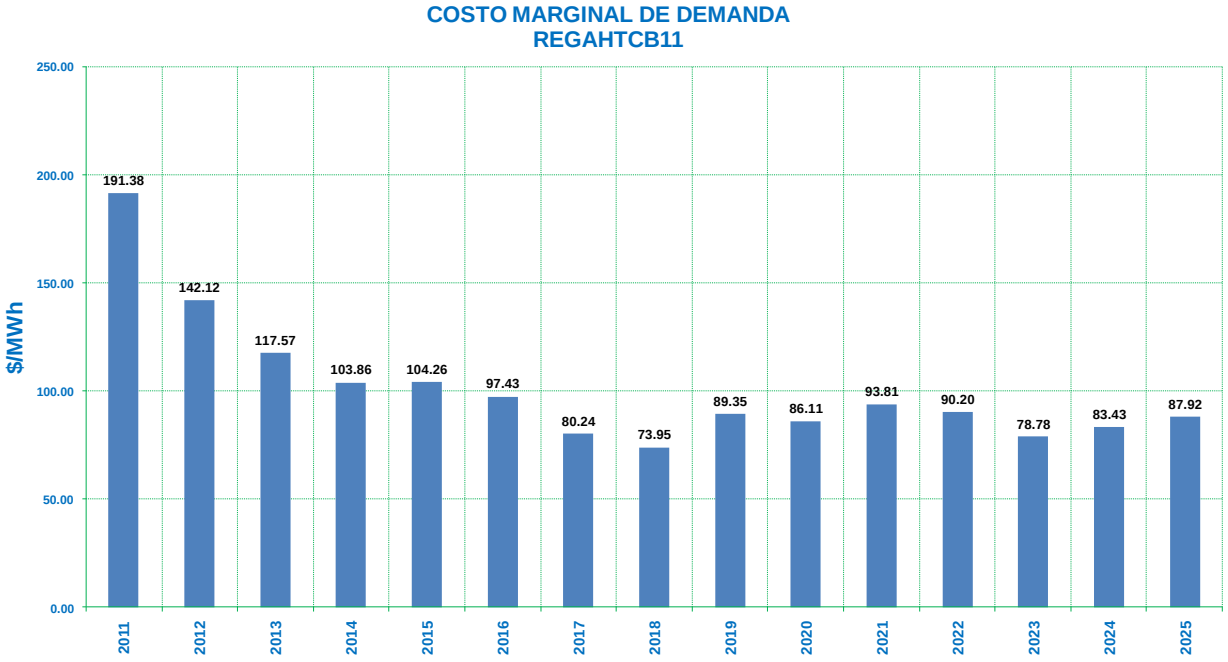
Cuadro N° A9.1 Capacidad Firme Caso REGAHTCB11 (Continuación)

Caso REGAHTCB11	Capacidad	Pot. Firme	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PROYECTOS HIDROELECTRICOS (FUTUROS)	1286.12		286	349	485	527	538	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Lorena	33.80	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Los Planetas 1	4.50	0.91	0.00	0.00	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Pedregalito	20.00	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25
Bajo de Mina	56.00	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Chan I	222.46	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33
Pedregalito 2	13.00	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22
Prudencia	56.00	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
El Fraile	5.47	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Baitún	88.70	31.09		31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
La Huaca	5.05	0.17		0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Las Perlas Norte	10.00	2.46		2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Gualaca	25.20	23.04		23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Las Perlas Sur	10.00	2.46		2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Mendre II	8.00	1.56		1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
Cochea	12.50	2.20		2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20
Bajo de Totuma	5.00	1.50			1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Caldera	4.00	1.20			1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
RP-490	9.95	2.98			2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98
Bajo Frio	56.00	16.51			16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51
Monte Lirio	51.60	32.38			32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Pando	32.00	25.13			25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Tizingal	4.64	2.55			2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
El Sindigo	10.00	3.00			3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
San Andres	9.00	2.54			2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Reminio Rojas	8.60	2.58			2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58
Bonyic	31.30	22.22			22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
El Alto	68.00	22.14			22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Cañazas	5.94	0.68				0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
La Laguna	9.30	2.79				2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79
Las Cruces	9.17	2.75				2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75
Los Estrechos	10.00	3.00				3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Ojo de Agua	6.46	1.94				1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
San Bartolo	15.25	4.57				4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57
SM 82	25.60	7.68				7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68
Los Planetas 2	3.73	1.12				1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12
San Lorenzo	8.40	1.33				1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
Burica	50.00	15.00				15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
Potrerillo	4.17	1.25				1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
Barro Blanco	28.84	10.92					10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92
Tabasará II	34.50	11.90						11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90
Chan II	214.00	150.38						150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38
PROYECTOS TERMOELECTRICOS (FUTUROS)	1150.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	212.50	212.50	425.00	425.00	637.50	850.00	850.00	977.50
CB250a	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213	213	213	213	213
CB250b	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213	213	213
CB250c	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213
CB250d	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213
CB150	150.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	128
PROYECTOS EOLICOS (FUTUROS)	390.00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico I	150.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico II	40.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico III	80.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico IV	120.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
POTENCIA FIRME			1644	1684	1820	1862	1873	2035	2035	2248	2248	2460	2460	2673	2885	2885	3013
Demanda Máxima de Generación			1258	1328	1413	1503	1586	1694	1793	1909	2013	2124	2235	2353	2479	2619	2764
BALANCE			386	356	407	360	277	342	242	339	235	336	226	320	407	266	249
RESERVA			30.67%	26.84%	28.81%	23.94%	17.34%	20.17%	13.52%	17.76%	11.69%	15.83%	10.09%	13.62%	16.40%	10.16%	9.01%

CUADRO N° A9.2: Costos Marginales del Caso REGAHTCB11

COSTO MARGINAL DE DEMANDA
$/MWh

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2011	186.12	189.54	240.77	207.21	210.32	206.58	195.76	190.42	175.63	169.31	162.48	162.40	191.38
2012	182.84	196.97	208.96	213.02	208.47	161.25	121.94	106.68	73.29	72.51	74.97	84.57	142.12
2013	102.99	138.80	185.25	211.51	186.64	134.01	104.38	84.58	53.06	61.97	67.50	80.11	117.57
2014	98.05	127.52	171.58	209.21	195.18	91.72	74.66	64.83	53.63	43.68	49.38	66.91	103.86
2015	91.08	116.78	170.67	204.96	179.29	86.31	73.13	70.30	50.97	53.58	68.54	85.56	104.26
2016	104.25	124.92	173.93	226.43	180.31	85.42	61.17	53.14	36.36	33.12	37.63	52.45	97.43
2017	72.74	96.58	128.64	190.73	167.04	65.71	60.18	43.14	26.40	26.26	30.73	54.80	80.24
2018	70.15	78.78	93.73	145.98	113.45	73.71	63.24	58.01	41.90	44.00	40.33	64.11	73.95
2019	80.35	91.99	127.02	180.33	142.66	73.99	69.19	68.99	60.80	57.79	49.78	69.32	89.35
2020	73.43	82.79	114.69	159.10	122.30	73.33	72.58	73.94	65.25	63.88	64.28	67.71	86.11
2021	80.51	88.66	122.79	168.26	137.52	83.72	79.45	81.51	70.62	70.05	68.55	74.08	93.81
2022	75.17	86.86	115.36	166.53	125.82	77.47	75.70	77.69	71.05	70.00	68.34	72.44	90.20
2023	73.23	77.09	90.45	117.10	87.33	75.01	74.33	74.48	70.09	70.20	64.96	71.08	78.78
2024	76.05	81.63	99.93	116.90	96.15	77.72	78.08	78.40	75.25	73.83	71.89	75.39	83.43
2025	79.38	86.02	104.33	122.81	103.37	84.34	81.10	83.70	78.02	77.75	75.37	78.82	87.92
Prom	96.42	110.99	143.21	176.01	150.39	96.69	85.66	80.65	66.82	65.86	66.32	77.32	



CUADRO N° A9.3: Informe Final de Generación del Caso REGAHTCB11

REGAHTCB11

Informe Final de Generación

(GWH)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PA_Fortuna	1669	1492	1564	1553	1530	1472	1623	1488	1409	1512	1571	1418	1663	1428	1528
PA_Bayano	641	765	623	526	579	625	685	560	536	601	658	725	571	696	669
PA_Esti	0	492	758	738	740	744	751	734	727	743	756	751	768	747	754
PA_Valles	316	323	323	315	318	316	316	314	315	316	312	315	321	320	318
PA_Estrella	265	266	267	261	264	259	259	259	260	260	257	259	265	263	265
PA_Mendre	100	113	113	111	112	111	111	111	111	111	111	112	113	114	111
PA_Concepcio	58	46	62	61	61	61	61	60	61	61	61	61	61	61	61
PA_Algarrobo	43	44	43	43	43	42	43	43	42	43	43	43	43	44	42
PA_PasoAncho	40	40	40	39	39	39	39	39	38	39	39	39	39	39	39
PA_Yeguada	24	24	24	24	24	23	24	24	24	24	24	23	24	24	24
PA_Macano	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
PA_Dolega	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PA_Mmonte	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
PA_AntonI	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_AntonII	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_AntonIII	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_Lorena	195	251	250	251	250	251	251	250	250	251	250	249	251	249	249
PA_Planetas1	22	25	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
PA_Pedregal	89	104	104	103	105	103	104	104	103	104	104	103	105	105	104
PA_Bjo Mina	116	221	220	220	219	220	219	220	220	220	221	220	221	220	220
PA_Chan I	463	1075	1067	1040	1083	1090	1579	1589	1579	1592	1602	1595	1613	1594	1616
PA_MinChan I	34	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
PA_Pedreg2	31	69	70	68	70	69	70	69	69	69	69	69	70	70	69
PA_Prudencia	81	294	290	289	289	282	289	285	285	286	285	284	292	289	291
PA_El Fraile	3	29	29	28	28	28	29	28	28	28	28	28	29	29	28
PA_Baitun	0	387	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462
PA_LaHuaca	0	25	29	29	29	28	29	28	29	29	29	28	29	29	28
PA_Perlas N	0	50	62	62	61	61	62	61	61	62	61	61	62	62	61
PA_Gualaca	0	116	188	189	189	188	188	186	186	188	188	187	190	187	186
PA_Perlas S	0	45	62	62	61	61	62	61	61	62	61	61	62	62	61
PA_Mendre2	0	39	56	56	56	56	56	56	55	55	56	56	56	57	55
PA_Cochea	0	18	98	97	97	97	97	97	97	97	97	97	98	98	97
PA_B.Totuma	0	0	33	33	33	33	33	33	32	33	33	33	33	33	33
PA_Caldera	0	0	19	19	19	18	18	19	19	19	19	19	20	19	19
PA_RP490	0	0	53	55	56	56	56	55	55	56	56	55	56	56	55
PA_Bajofrio	0	0	222	258	262	254	259	256	258	254	258	257	259	253	261
PA_Pando	0	0	154	212	211	212	211	210	209	211	210	211	214	211	212
PA_Mon Lirio	0	0	191	225	226	226	227	224	224	225	222	223	227	225	228
PA_Tizingal	0	0	21	33	33	33	33	33	33	33	33	33	34	33	33
PA_Sindigo	0	0	36	56	56	57	56	56	56	57	56	57	57	58	55
PA_SanAndres	0	0	25	41	41	41	42	40	41	41	40	41	42	42	42
PA_RemigioR.	0	0	15	45	45	46	46	45	45	46	45	45	46	46	45
PA_Bonyic	0	0	16	173	181	177	177	175	173	174	174	173	176	175	177
PA_El Alto	0	0	25	315	315	315	316	312	312	317	312	310	322	320	318
PA_Cañazas	0	0	0	31	31	31	31	30	31	31	31	31	31	31	31
PA_Laguna	0	0	0	49	49	49	50	48	49	49	48	49	50	50	49
PA_LasCruces	0	0	0	48	48	47	49	47	48	48	48	48	48	48	48
PA_Estrechos	0	0	0	42	42	41	42	41	41	42	41	42	43	42	42
PA_Bartolo	0	0	0	79	79	78	79	77	78	78	78	79	80	79	79
PA_OjodeAgua	0	0	0	36	36	36	37	35	35	36	36	36	37	37	36
PA_SM 82	0	0	0	88	101	99	101	97	97	100	98	100	103	102	102
PA_Planetas2	0	0	0	10	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
PA_Slorenzo	0	0	0	26	45	45	45	44	45	45	44	45	45	45	45
PA_Burica	0	0	0	27	285	285	286	283	283	289	284	283	286	289	285
PA_Potrerill	0	0	0	2	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
PA_B. Blanco	0	0	0	0	105	103	102	103	103	105	103	104	105	105	104
PA_Tab II	0	0	0	0	0	173	203	201	202	205	204	201	204	203	204
PA_Chan II	0	0	0	0	0	46	1069	1078	1079	1084	1126	1047	1142	1096	1100
BUNKER	1604	534	178	129	111	88	40	3	14	6	17	10	1	1	0
DIESEL L.	111	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARBON	624	801	680	456	541	422	326	1480	1787	3111	3484	4509	5330	6372	6898
GAS NAT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP1	528	239	501	384	325	346	224	114	201	142	181	156	58	71	102
ACP2	326	129	284	213	181	188	124	53	109	71	93	77	11	22	41
ACP3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP4	274	87	194	149	126	137	84	22	50	31	51	47	4	5	13
EOLICO	0	0	635	636	631	629	619	635	637	640	643	644	644	645	644
Total Hidro	4271	6518	7805	8721	9244	9423	11206	10900	10789	11023	11179	11001	11301	11081	11178
Total Term.	3469	1791	2472	1968	1915	1810	1418	2306	2798	4001	4469	5444	6048	7116	7698
Total Gener	7740	8309	10276	10689	11160	11233	12623	13206	13586	15024	15649	16445	17349	18196	18877
Import.	145	388	92	108	142	242	125	134	218	68	102	69	163	123	196
Export.	60	538	1657	1514	1395	917	1530	1346	1109	1648	1554	1518	1653	1504	1286
Perdidas	4	12	3	3	4	7	4	4	7	2	3	2	5	4	6
Demanda	7821	8147	8708	9280	9902	10551	11215	11990	12689	13442	14193	14994	15854	16812	17780
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Cuadro N° A9.4 Capacidad Firme Caso REGAHTCBEO11

CAPACIDAD FIRME (MW) - HIDROTERMICO CONSIDERANDO CARBON Y ENERGÍA EÓLICA/DEM.ALTA

Caso REGAHTCBEO11	Capacidad Instalada	Fact. Disp. o Pot. Firme	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia Firme Instalada			1,357.64	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31
ENEL FORTUNA	**300.00**		**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**	**284.02**
Fortuna	300.00	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02
AES PANAMA	**481.96**		**193.88**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**	**306.55**
Bayano	260.00	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
La Estrella	47.20	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
Los Valles	54.76	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
Estí	120.00	112.67	0	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
ISTMUS HYDROPOWER, S.A.	**10.00**		**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**	**2.49**
Concepcion	10.00	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
CALDERA ENERGY CORP.	**20.00**		**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**	**3.92**
Mendre	20.00	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Hidro Boqueron S.A	**3.43**		**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**	**0.90**
Macano	3.43	0.9	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Paso Ancho Hydro Power	**6.78**		**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**	**4.30**
Paso Ancho	6.78	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30
Hidro Candela	**0.54**		**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**	**0.13**
Candela	0.54	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
ESEPSA	**22.07**		**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**	**7.31**
La Yeguada	6.60	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Macho de Monte	2.50	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Dolega	3.12	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Los Algarrobos	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
HIDRO PMA	**4.30**		**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**	**0.74**
Anton I	1.40	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Anton II	1.40	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Anton II	1.50	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMA (ACP)	**175.00**		**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**	**148.28**
ACP	175.00	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28
BLM CORP.	**280.00**		**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**	**197.97**
Bahia las Minas 2	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas 3	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas 4	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas Carbón	120.00	108.00	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
Ciclo Combinado BLM	160.00	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97
TURBINAS DE GAS PANAMA (EGESA)	**142.80**		**135**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Cerro Azul	60.00	60.00	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charco Azul	40.00	40.00	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turb. Gas 1	21.40	18.00	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turb. Gas 2	21.40	17.00	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPESA	**46.50**		**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Copesa	46.50	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAN-AM GENERATING	**96.00**		**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**	**96**
Pan_Am	96.00	96.00	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Pedregal Power Company	**55.40**		**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**	**53.50**
Pacora	55.40	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50
ESEPSA	**10.00**		**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**
Capita	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50
Chitre	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
TERMICA DEL CARIBE, S.A.	**50.40**		**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**	**36.56**
El Giral	50.40	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56
GENERADORA DEL ATLANTICO, S.A.	**150.00**		**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**	**105.64**
T. Colon	150.00	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64
GDF SUEZ ENERGY	**87.00**		**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**	**77**
T. Cativa	87.00	77.00	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77

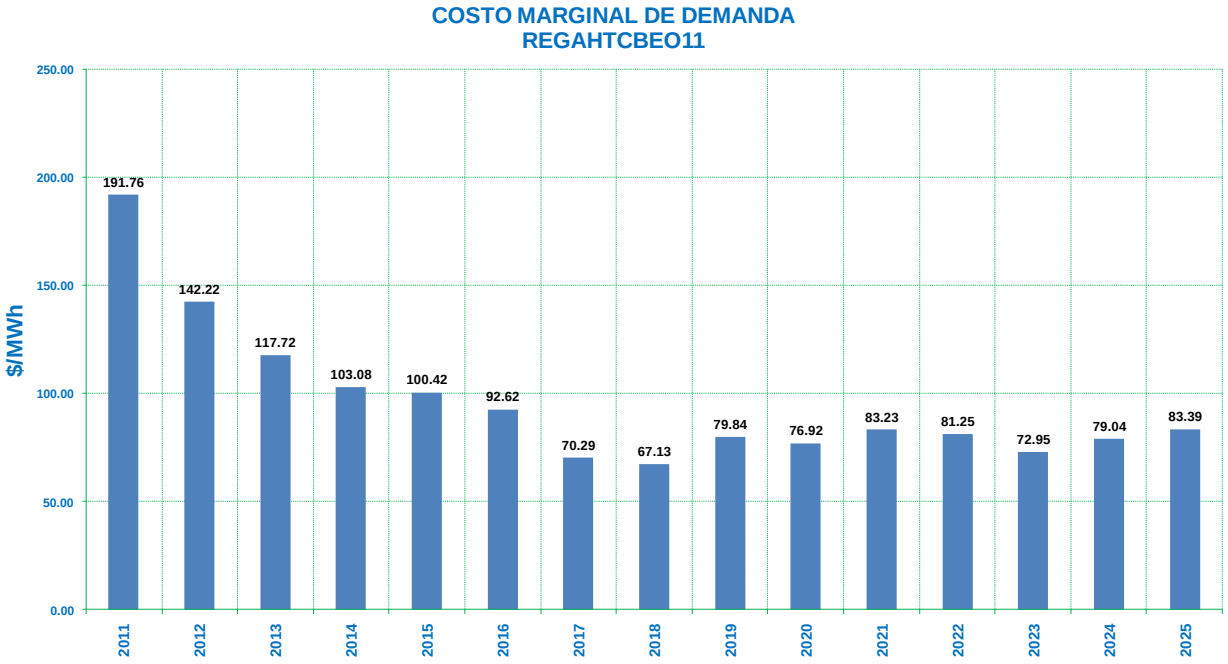
Cuadro N° A9.4 Capacidad Firme Caso REGAHTCBEO11 (Continuación)

Caso REGAHTCBEO11	Capacidad	Pot. Firme	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PROYECTOS HIDROELECTRICOS (FUTUROS)	1286.12		286	349	485	527	538	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Lorena	33.80	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Los Planetas 1	4.50	0.91	0.00	0.00	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Pedregalito	20.00	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25
Bajo de Mina	56.00	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Chan I	222.46	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33
Pedregalito 2	13.00	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22
Prudencia	56.00	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
El Fraile	5.47	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Baitún	88.70	31.09		31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
La Huaca	5.05	0.17		0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Las Perlas Norte	10.00	2.46		2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Gualaca	25.20	23.04		23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Las Perlas Sur	10.00	2.46		2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Mendre II	8.00	1.56		1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
Cochea	12.50	2.20		2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20
Bajo de Totuma	5.00	1.50			1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Caldera	4.00	1.20			1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
RP-490	9.95	2.98			2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98
Bajo Frio	56.00	16.51			16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51
Monte Lirio	51.60	32.38			32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Pando	32.00	25.13			25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Tizingal	4.64	2.55			2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
El Sindigo	10.00	3.00			3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
San Andres	9.00	2.54			2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Reminio Rojas	8.60	2.58			2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58
Bonyic	31.30	22.22			22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
El Alto	68.00	22.14			22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Cañazas	5.94	0.68				0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
La Laguna	9.30	2.79				2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79
Las Cruces	9.17	2.75				2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75
Los Estrechos	10.00	3.00				3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Ojo de Agua	6.46	1.94				1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
San Bartolo	15.25	4.57				4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57
SM 82	25.60	7.68				7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68
Los Planetas 2	3.73	1.12				1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12
San Lorenzo	8.40	1.33				1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
Burica	50.00	15.00				15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
Potrerillo	4.17	1.25				1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
Barro Blanco	28.84	10.92					10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92
Tabasará II	34.50	11.90						11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90
Chan II	214.00	150.38						150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38
PROYECTOS TERMOELECTRICOS (FUTUROS)	1150.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	212.50	212.50	425.00	425.00	637.50	850.00	850.00	977.50
CB250a	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213	213	213	213	213
CB250b	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213	213	213
CB250c	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213
CB250d	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213
CB150	150.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	128
PROYECTOS EOLICOS (FUTUROS)	390.00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico I	150.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico II	40.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico III	80.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico IV	120.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
POTENCIA FIRME			1644	1684	1820	1862	1873	2035	2035	2248	2248	2460	2460	2673	2885	2885	3013
Demanda Máxima de Generación			1258	1328	1413	1503	1596	1694	1793	1909	2013	2124	2235	2353	2479	2619	2764
BALANCE			386	356	407	360	277	342	242	339	235	336	226	320	407	266	249
RESERVA			30.67%	26.84%	28.81%	23.94%	17.34%	20.17%	13.52%	17.76%	11.69%	15.83%	10.09%	13.62%	16.40%	10.16%	9.01%

CUADRO N° A9.5: Costos Marginales del Caso REGAHTCBEO11

COSTO MARGINAL DE DEMANDA
$/MWh

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2011	185.76	189.49	242.02	208.38	209.29	203.62	195.76	191.89	176.09	171.31	165.11	162.41	191.76
2012	184.12	197.78	208.53	213.40	208.23	161.09	121.58	105.88	72.73	72.09	75.91	85.25	142.22
2013	102.78	139.00	187.52	210.85	187.02	134.19	104.39	84.79	53.19	61.75	67.20	79.97	117.72
2014	97.91	128.28	171.99	209.76	194.78	90.87	73.67	65.01	52.93	42.08	44.89	64.81	103.08
2015	86.01	108.57	169.92	201.12	178.11	84.98	71.69	68.63	47.52	47.01	62.73	78.78	100.42
2016	97.46	116.72	167.39	224.46	177.72	83.07	56.46	50.58	33.44	28.63	33.62	41.87	92.62
2017	63.27	84.21	127.97	187.03	158.41	59.48	52.76	39.38	14.00	7.18	14.73	35.03	70.29
2018	62.13	75.39	94.65	133.76	109.07	69.68	58.24	50.95	31.94	34.75	33.31	51.68	67.13
2019	66.68	80.51	120.41	171.73	134.64	70.63	63.40	61.20	47.34	43.94	39.87	57.75	79.84
2020	67.95	75.77	97.83	128.49	103.63	71.14	68.86	69.18	61.85	60.94	58.29	59.18	76.92
2021	71.45	76.55	102.20	140.96	116.91	80.49	75.11	76.84	65.92	63.38	61.18	67.72	83.23
2022	71.80	76.65	99.48	133.06	106.31	75.18	73.75	75.24	69.09	67.15	59.95	67.33	81.25
2023	71.95	73.49	77.89	88.37	80.07	74.27	73.37	73.55	69.06	66.13	58.46	68.83	72.95
2024	73.68	75.73	89.97	96.03	91.70	76.45	76.84	77.52	74.46	72.96	70.65	72.44	79.04
2025	75.44	80.90	96.28	107.64	98.22	82.62	79.33	81.75	76.60	75.51	72.67	73.66	83.39
Prom	91.89	105.27	136.94	163.67	143.61	94.52	83.01	78.16	63.08	60.99	61.24	71.11	



CUADRO N° A9.6: Informe Final de Generación del Caso REGAHTCBEO11

REGAHTCBEO11

Informe Final de Generación

(GWH)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PA_Fortuna	1674	1489	1559	1579	1525	1530	1530	1603	1380	1508	1610	1323	1598	1493	1554
PA_Bayano	634	768	618	540	580	701	597	590	496	573	608	685	712	735	617
PA_Esti	0	493	757	741	738	747	743	743	715	733	747	738	768	766	760
PA_Valles	316	323	323	315	319	316	316	314	315	316	312	315	321	320	318
PA_Estrella	265	266	266	261	264	260	259	259	259	260	257	259	265	263	265
PA_Mendre	100	113	113	111	112	111	111	111	111	111	111	112	113	113	111
PA_Concepcio	58	46	62	61	61	61	61	60	61	61	61	61	61	61	61
PA_Algarrobo	43	44	43	43	43	42	43	43	42	43	43	43	43	44	42
PA_PasoAncho	40	40	40	39	39	39	39	39	38	39	39	39	39	39	39
PA_Yeguada	24	24	24	24	24	23	24	24	24	24	24	23	24	24	24
PA_Macano	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
PA_Dolega	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PA_Mmonte	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
PA_AntonI	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_AntonII	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_AntonIII	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_Lorena	195	252	250	251	250	250	250	250	248	250	250	249	251	250	249
PA_Planetas1	22	25	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
PA_Pedregal	89	104	104	103	105	103	104	104	103	104	104	103	105	105	104
PA_Bjo Mina	116	221	220	220	220	219	220	219	220	220	221	220	221	221	221
PA_Chan I	463	1075	1067	1040	1083	1094	1572	1589	1569	1594	1606	1601	1620	1603	1619
PA_MinChan I	34	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
PA_Pedreg2	31	69	70	68	70	69	70	69	69	69	69	69	70	70	69
PA_Prudencia	81	294	290	289	289	282	289	285	285	286	285	284	292	289	291
PA_El Fraile	3	29	29	28	28	28	29	28	28	28	28	28	29	29	28
PA_Baitun	0	387	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462
PA_LaHuaca	0	25	29	29	29	28	29	28	29	29	29	28	29	29	28
PA_Perlas N	0	50	62	62	61	61	62	61	61	62	61	61	62	62	61
PA_Gualaca	0	116	188	189	188	187	187	187	183	187	188	186	191	190	187
PA_Perlas S	0	45	62	62	61	61	62	61	61	62	61	61	62	62	61
PA_Mendre2	0	39	56	56	56	56	56	56	55	55	56	56	56	57	55
PA_Cochea	0	18	98	97	97	97	97	97	97	97	97	97	98	98	97
PA_B.Totuma	0	0	33	33	33	33	33	33	32	33	33	33	33	33	33
PA_Caldera	0	0	19	19	19	18	18	19	19	19	19	19	19	19	19
PA_RP490	0	0	53	55	56	56	56	55	55	56	56	55	56	56	55
PA_Bajofrio	0	0	222	258	262	254	259	256	258	254	258	257	259	253	261
PA_Pando	0	0	154	212	211	212	211	210	209	211	210	211	214	211	212
PA_Mon Lirio	0	0	191	225	226	226	227	224	224	225	222	223	227	225	228
PA_Tizingal	0	0	21	33	33	33	33	33	33	33	33	33	34	33	33
PA_Sindigo	0	0	36	56	56	57	56	56	56	57	56	57	57	58	55
PA_SanAndres	0	0	25	41	41	41	42	40	41	41	40	41	42	42	42
PA_RemigioR.	0	0	15	45	45	46	46	45	45	46	45	45	46	46	45
PA_Bonyic	0	0	16	173	181	177	177	175	173	174	174	173	176	175	177
PA_El Alto	0	0	25	315	315	315	316	312	312	317	312	310	322	320	318
PA_Cañazas	0	0	0	31	31	31	31	30	31	31	31	31	31	31	31
PA_Laguna	0	0	0	49	49	49	50	48	49	49	48	49	50	50	49
PA_LasCruces	0	0	0	48	48	47	49	47	48	48	48	48	48	48	48
PA_Estrechos	0	0	0	42	42	41	42	41	41	42	41	42	43	42	42
PA_Bartolo	0	0	0	79	79	78	79	77	78	78	78	79	80	79	79
PA_OjodeAgua	0	0	0	36	36	36	37	35	35	36	36	36	37	37	36
PA_SM 82	0	0	0	88	101	99	101	97	97	100	98	100	103	102	102
PA_Planetas2	0	0	0	10	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
PA_Slorenzo	0	0	0	26	45	45	45	44	45	45	44	45	45	45	45
PA_Burica	0	0	0	27	285	285	286	283	283	289	284	283	286	289	285
PA_Potrerill	0	0	0	2	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
PA_B. Blanco	0	0	0	0	105	102	103	103	103	105	103	104	105	105	104
PA_Tab II	0	0	0	0	0	173	203	201	202	205	204	201	204	203	204
PA_Chan II	0	0	0	0	0	53	1077	1097	1062	1089	1104	1055	1125	1098	1108
BUNKER	1599	541	180	130	109	91	36	3	11	2	10	2	0	0	0
DIESEL L.	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARBON	625	801	679	447	507	414	281	1232	1448	2579	3005	3934	4510	5648	6266
GAS NAT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP1	527	233	502	382	300	311	201	102	171	92	113	98	12	35	61
ACP2	328	129	288	217	178	175	118	48	96	38	56	42	1	6	16
ACP3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP4	276	87	196	150	121	124	78	17	45	13	29	20	0	0	4
EOLICO	0	0	636	636	796	793	1083	1143	1657	1671	1685	1679	1670	1676	1670
Total Hidro	4269	6519	7793	8764	9238	9570	11020	11073	10675	10986	11139	10866	11368	11219	11172
Total Term.	3466	1792	2480	1961	2012	1909	1797	2543	3427	4396	4899	5775	6192	7365	8016
Total Gener	7735	8311	10273	10725	11249	11479	12817	13616	14103	15382	16038	16641	17560	18584	19188
Import.	147	388	91	97	118	198	104	82	97	37	45	73	132	99	166
Export.	57	540	1653	1539	1462	1120	1703	1706	1508	1976	1888	1719	1834	1868	1569
Perdidas	4	12	3	3	4	6	3	2	3	1	1	2	4	3	5
Demanda	7821	8147	8708	9280	9902	10551	11215	11990	12689	13442	14193	14994	15854	16812	17780
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Cuadro N° A9.7 Capacidad Firme Caso REGAHTTLA11

CAPACIDAD FIRME (MW) - HIDROTERMICO CONSIDERANDO TODAS LAS ALTERNATIVAS /DEM.ALTA

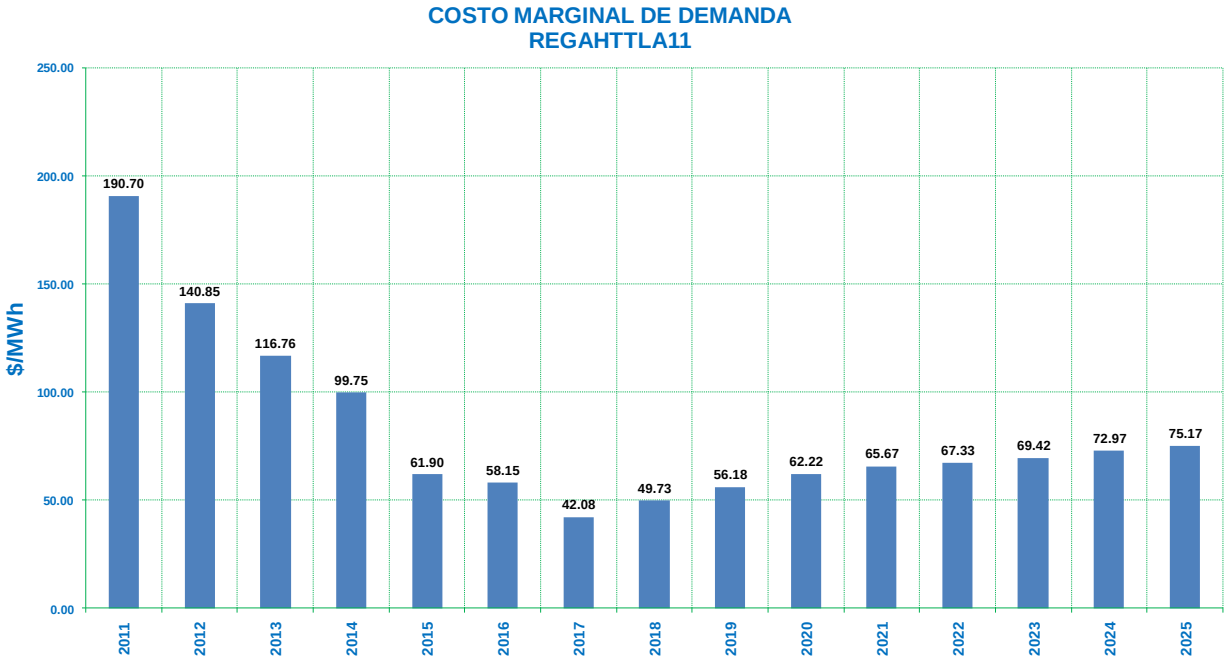
Caso REGAHTTLA11	Capacidad Instalada	Fact. Disp. o Pot. Firme	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia Firme Instalada			1,357.64	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31	1,335.31
ENEL FORTUNA	300.00		284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02
Fortuna	300.00	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02	284.02
AES PANAMA	481.96		193.88	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55	306.55
Bayano	260.00	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
La Estrella	47.20	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
Los Valles	54.76	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
Estí	120.00	112.67	0	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
ISTMUS HYDROPOWER, S.A.	10.00		2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
Concepcion	10.00	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
CALDERA ENERGY CORP.	20.00		3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Mendre	20.00	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Hidro Boqueron S.A	3.43		0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Macano	3.43	0.9	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Paso Ancho Hydro Power	6.78		4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30
Paso Ancho	6.78	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30
Hidro Candela	0.54		0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Candela	0.54	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
ESEPSA	22.07		7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31	7.31
La Yeguada	6.60	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Macho de Monte	2.50	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Dolega	3.12	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Los Algarrobos	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
HIDRO PMA	4.30		0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
Anton I	1.40	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Anton II	1.40	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Anton II	1.50	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMA (ACP)	175.00		148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28
ACP	175.00	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28	148.28
BLM CORP.	280.00		197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97	197.97
Bahia las Minas 2	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas 3	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas 4	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bahia las Minas Carbón	120.00	108.00	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
Ciclo Combinado BLM	160.00	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97	89.97
TURBINAS DE GAS PANAMA (EGESA)	142.80		135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Azul	60.00	60.00	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charco Azul	40.00	40.00	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turb. Gas 1	21.40	18.00	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turb. Gas 2	21.40	17.00	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPESA	46.50		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Copesa	46.50	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAN-AM GENERATING	96.00		96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Pan_Am	96.00	96.00	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Pedregal Power Company	55.40		53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50
Pacora	55.40	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50	53.50
ESEPSA	10.00		10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Capita	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50
Chitre	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
TERMICA DEL CARIBE, S.A.	50.40		36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56
El Giral	50.40	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56	36.56
GENERADORA DEL ATLANTICO, S.A.	150.00		105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64
T. Colon	150.00	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64	105.64
GDF SUEZ ENERGY	87.00		77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
T. Cativa	87.00	77.00	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77

Cuadro N° A9.7 Capacidad Firme Caso REGAHTTLA11 (Continuación)

Caso REGAHTTLA11	Capacidad	Pot. Firme	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PROYECTOS HIDROELECTRICOS (FUTUROS)	1286.12		286	349	485	527	538	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Lorena	33.80	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Los Planetas 1	4.50	0.91	0.00	0.00	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Pedregalito	20.00	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25
Bajo de Mina	56.00	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Chan I	222.46	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33	175.33
Pedregalito 2	13.00	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22
Prudencia	56.00	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
El Fraile	5.47	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Baitún	88.70	31.09		31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
La Huaca	5.05	0.17		0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Las Perlas Norte	10.00	2.46		2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Gualaca	25.20	23.04		23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Las Perlas Sur	10.00	2.46		2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Mendre II	8.00	1.56		1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
Cochea	12.50	2.20		2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20
Bajo de Totuma	5.00	1.50			1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Caldera	4.00	1.20			1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
RP-490	9.95	2.98			2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98
Bajo Frio	56.00	16.51			16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51	16.51
Monte Lirio	51.60	32.38			32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Pando	32.00	25.13			25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Tizingal	4.64	2.55			2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
El Sindigo	10.00	3.00			3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
San Andres	9.00	2.54			2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Reminio Rojas	8.60	2.58			2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58
Bonyic	31.30	22.22			22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
El Alto	68.00	22.14			22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Cañazas	5.94	0.68				0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
La Laguna	9.30	2.79				2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79
Las Cruces	9.17	2.75				2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75
Los Estrechos	10.00	3.00				3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Ojo de Agua	6.46	1.94				1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
San Bartolo	15.25	4.57				4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57
SM 82	25.60	7.68				7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68
Los Planetas 2	3.73	1.12				1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12
San Lorenzo	8.40	1.33				1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
Burica	50.00	15.00				15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
Potrerillo	4.17	1.25				1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
Barro Blanco	28.84	10.92					10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92	10.92
Tabasará II	34.50	11.90						11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90
Chan II	214.00	150.38						150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38	150.38
PROYECTOS TERMOELECTRICOS (FUTUROS)	1100.00		0.00	0.00	0.00	0.00	170.00	170.00	170.00	382.50	382.50	595.00	595.00	807.50	807.50	807.50	935.00
CC GNL 250a	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213	213	213	213	213
CC GNL 250b	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213	213	213
CC GNL 250c	250.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	213	213	213
CC GNL 200	200.00	0.85	0	0	0	0	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
CC GNL 150	150.00	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	128
PROYECTOS EOLICOS (FUTUROS)	390.00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico I	150.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico II	40.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico III	80.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolico IV	120.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
POTENCIA FIRME			1644	1684	1820	1862	2043	2205	2205	2418	2418	2630	2630	2843	2843	2843	2970
Demanda Máxima de Generación			1258	1328	1413	1503	1596	1694	1793	1909	2013	2124	2235	2353	2479	2619	2764
BALANCE			386	356	407	360	447	512	412	509	405	506	396	490	364	224	207
RESERVA			30.67%	26.84%	28.81%	23.94%	27.99%	30.21%	23.00%	26.66%	20.13%	23.83%	17.70%	20.84%	14.69%	8.54%	7.48%

CUADRO N° A9.8: Costos Marginales del Caso REGAHTTLA11

COSTO MARGINAL DE DEMANDA $/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2011	186.16	189.62	236.94	207.03	208.00	201.82	192.95	190.60	176.68	175.35	160.81	162.46	190.70
2012	183.66	198.77	210.01	212.09	206.15	155.05	119.96	105.70	71.55	71.02	73.11	83.16	140.85
2013	101.59	137.80	184.94	211.30	186.64	133.01	104.12	84.17	52.81	62.34	66.14	76.25	116.76
2014	94.64	122.14	175.67	214.76	195.33	91.10	74.22	63.35	46.88	35.48	37.34	46.08	99.75
2015	57.07	65.59	108.32	129.45	85.51	57.91	52.08	47.40	29.69	23.99	32.76	52.98	61.90
2016	62.65	69.08	98.31	140.74	91.59	57.98	43.66	39.72	26.58	21.84	24.46	21.24	58.15
2017	38.78	55.05	85.34	108.08	79.92	39.99	35.27	28.20	6.30	3.38	8.07	16.57	42.08
2018	48.21	62.48	70.17	80.70	65.17	61.27	50.90	43.17	26.27	26.48	25.68	36.20	49.73
2019	53.62	65.68	75.25	88.96	74.34	61.73	55.26	50.65	35.74	32.65	29.86	50.40	56.18
2020	64.13	68.34	71.08	72.43	66.61	64.77	60.43	62.49	55.14	54.35	52.55	54.27	62.22
2021	66.19	67.93	72.17	78.80	70.65	68.21	65.76	65.94	58.91	56.69	55.60	61.17	65.67
2022	68.12	69.77	71.70	73.34	71.89	69.62	68.50	68.79	64.65	62.81	53.47	65.28	67.33
2023	69.74	71.87	74.04	77.13	74.89	72.68	71.50	70.92	65.27	63.37	55.75	65.90	69.42
2024	71.46	73.07	77.14	81.48	78.93	73.45	72.97	72.73	70.96	68.72	65.62	69.04	72.97
2025	73.55	75.43	78.21	81.65	79.23	76.33	74.99	75.21	73.81	72.81	69.54	71.26	75.17
Prom	82.64	92.84	112.62	123.86	108.99	85.66	76.17	71.27	57.42	55.42	54.05	62.15	



CUADRO N° A9.9: Informe Final de Generación del Caso REGAHTTLA11

REGAHTTLA11

Informe Final de Generación

(GWH)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PA_Fortuna	1641	1527	1559	1640	1548	1490	1526	1575	1413	1526	1513	1407	1618	1442	1568
PA_Bayano	643	764	639	672	478	627	532	601	521	526	634	705	767	639	746
PA_Esti	0	493	757	749	738	736	736	738	720	733	736	747	766	748	760
PA_Valles	316	323	323	315	319	316	316	314	314	316	312	315	321	320	318
PA_Estrella	264	266	267	261	263	259	258	259	259	260	257	259	265	263	265
PA_Mendre	100	113	113	111	112	111	110	111	111	111	111	112	113	114	111
PA_Concepcio	58	46	62	61	61	61	61	60	61	61	61	61	61	61	61
PA_Algarrobo	43	44	43	43	43	42	43	43	42	43	43	43	43	44	42
PA_PasoAncho	40	40	40	39	39	39	39	39	38	39	39	39	39	39	39
PA_Yeguada	24	24	24	24	24	23	24	24	24	24	24	23	24	24	24
PA_Macano	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
PA_Dolega	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PA_Mmonte	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
PA_AntonI	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_AntonII	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_AntonIII	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PA_Lorena	195	251	250	250	249	248	250	249	248	249	250	250	251	250	251
PA_Planetas1	22	25	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
PA_Pedregal	89	104	104	103	105	103	104	104	103	104	104	103	105	105	104
PA_Bjo Mina	116	221	220	220	219	219	218	219	219	220	221	220	221	221	221
PA_Chan I	463	1075	1067	1040	1083	1099	1576	1593	1569	1587	1594	1593	1613	1598	1616
PA_MinChan I	34	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
PA_Pedreg2	31	69	70	68	70	69	70	69	69	69	69	69	70	70	69
PA_Prudencia	81	294	290	289	289	282	289	285	285	286	285	284	292	289	291
PA_El Fraile	3	29	29	28	28	28	29	28	28	28	28	28	29	29	28
PA_Baitun	0	387	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462
PA_LaHuaca	0	25	29	29	29	28	29	28	29	29	29	28	29	29	28
PA_Perlas N	0	50	62	62	61	61	62	61	61	62	61	61	62	62	61
PA_Gualaca	0	116	188	188	186	185	186	185	183	186	188	188	191	189	189
PA_Perlas S	0	45	62	62	61	61	62	61	61	62	61	61	62	62	61
PA_Mendre2	0	39	56	56	56	56	56	56	55	55	56	56	56	57	55
PA_Cochea	0	18	98	97	97	97	97	97	97	97	97	97	98	98	97
PA_B.Totuma	0	0	33	33	33	33	33	33	32	33	33	33	33	33	33
PA_Caldera	0	0	19	19	19	18	18	18	19	19	19	19	19	19	19
PA_RP490	0	0	53	55	56	56	56	55	55	56	56	55	56	56	55
PA_Bajofrio	0	0	222	258	262	254	259	256	258	254	258	257	259	253	261
PA_Pando	0	0	154	212	211	212	211	210	209	211	210	211	214	211	212
PA_Mon Lirio	0	0	191	225	226	226	227	224	224	225	222	223	227	225	226
PA_Tizingal	0	0	21	33	33	33	33	33	33	33	33	33	34	33	33
PA_Sindigo	0	0	36	56	56	57	56	56	56	57	56	57	57	58	55
PA_SanAndres	0	0	25	41	41	41	42	40	41	41	40	41	42	42	42
PA_RemigioR.	0	0	15	45	45	46	46	45	45	46	45	45	46	46	45
PA_Bonyic	0	0	16	173	181	177	177	175	173	174	174	173	176	175	177
PA_El Alto	0	0	25	315	315	315	316	312	312	317	312	310	322	320	318
PA_Cañazas	0	0	0	31	31	31	31	30	31	31	31	31	31	31	31
PA_Laguna	0	0	0	49	49	49	50	48	49	49	48	49	50	50	49
PA_LasCruces	0	0	0	48	48	47	49	47	48	48	48	48	48	48	48
PA_Estrechos	0	0	0	42	42	41	42	41	41	42	41	42	43	42	42
PA_Bartolo	0	0	0	79	79	78	79	77	78	78	78	79	80	79	79
PA_OjodeAgua	0	0	0	36	36	36	37	35	35	36	36	36	37	37	36
PA_SM 82	0	0	0	88	101	99	101	97	97	100	98	100	103	102	102
PA_Planetas2	0	0	0	10	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
PA_Slorenzo	0	0	0	26	45	45	45	44	45	45	44	45	45	45	45
PA_Burica	0	0	0	27	285	285	286	283	283	289	284	283	286	289	285
PA_Potrerill	0	0	0	2	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
PA_B. Blanco	0	0	0	0	105	102	102	103	103	105	103	104	105	105	105
PA_Tab II	0	0	0	0	0	174	203	201	202	205	204	201	205	203	204
PA_Chan II	0	0	0	0	0	60	1061	1101	1063	1091	1124	1045	1140	1098	1102
BUNKER	1639	524	178	152	4	5	1	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL L.	97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARBON	623	801	674	442	134	142	79	29	54	6	15	3	2	17	7
GAS NAT	0	0	0	0	1924	1921	1361	2038	2375	3022	3657	4268	4535	6147	6475
ACP1	528	234	499	358	106	102	57	6	25	2	7	0	0	1	1
ACP2	325	127	283	215	46	44	15	0	4	1	1	0	0	0	0
ACP3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP4	283	87	191	154	22	17	4	0	0	0	0	0	0	0	0
EOLICO	0	0	635	636	791	783	974	1114	1648	1659	1682	1678	1668	1675	1670
Total Hidro	4245	6552	7814	8964	9155	9449	10923	11057	10738	10951	11067	10963	11449	11049	11309
Total Term.	3496	1772	2460	1956	3028	3014	2491	3188	4106	4691	5362	5949	6205	7841	8153
Total Gener	7741	8324	10274	10920	12183	12463	13414	14245	14844	15641	16429	16912	17654	18890	19463
Import.	143	384	93	81	12	40	22	17	31	35	35	24	113	80	132
Export.	60	550	1656	1719	2293	1951	2221	2271	2185	2233	2269	1942	1909	2155	1810
Perdidas	4	12	3	2	0	1	1	0	1	1	1	1	3	2	4
Demanda	7821	8147	8708	9280	9902	10551	11215	11990	12689	13442	14193	14994	15854	16812	17780
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tomo II
Anexo 10
Topologías de los Proyectos

Topologías de los Proyectos

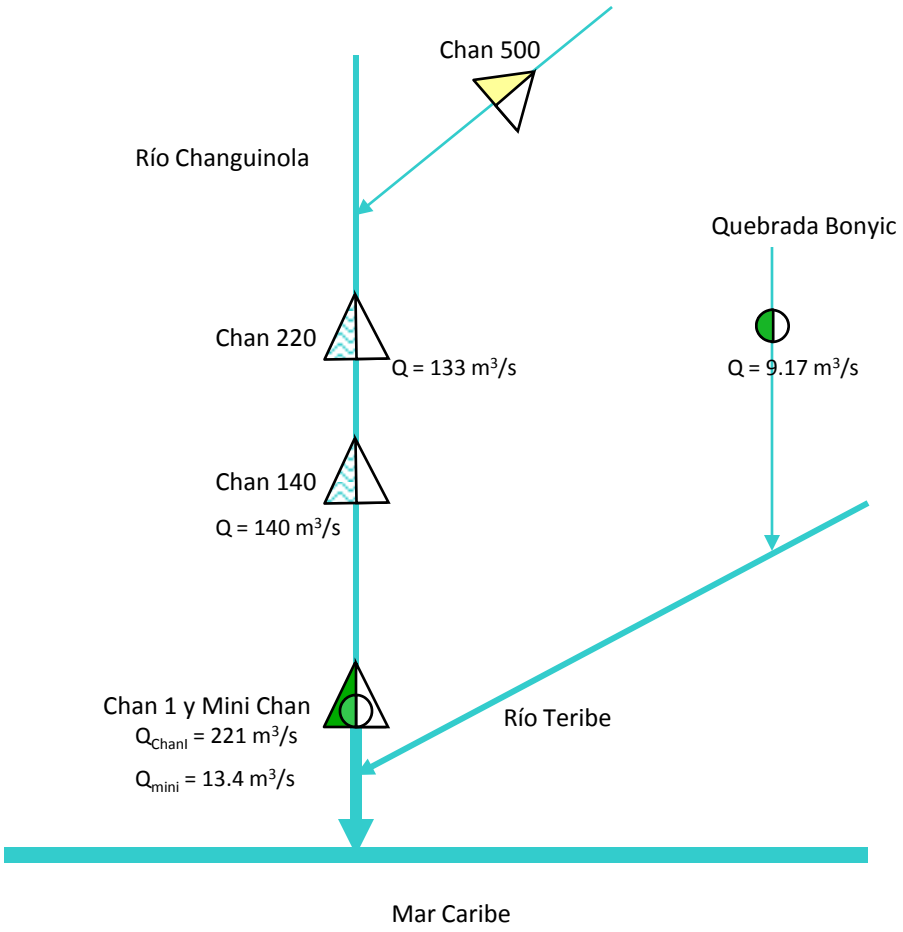


ETESA

Dirección de Operación Integrada.

Gerencia de Planeamiento

Plan Indicativo de Generación 2011 -2025



Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del río

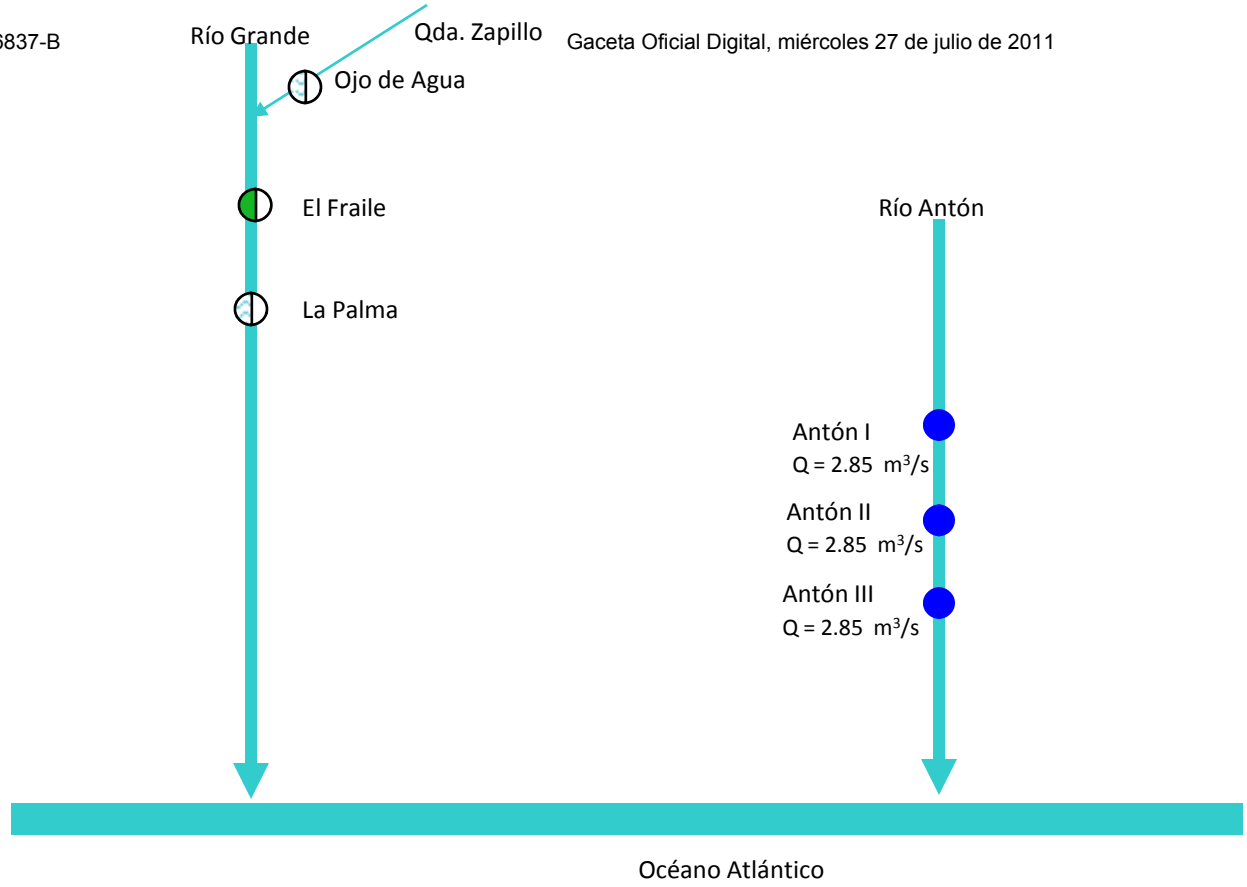
Topologías de los Proyectos.

Dirección de Operación Integrada.

Gerencia de Planeamiento

Julio 2009. Elaborado: Rramirez y FPonce

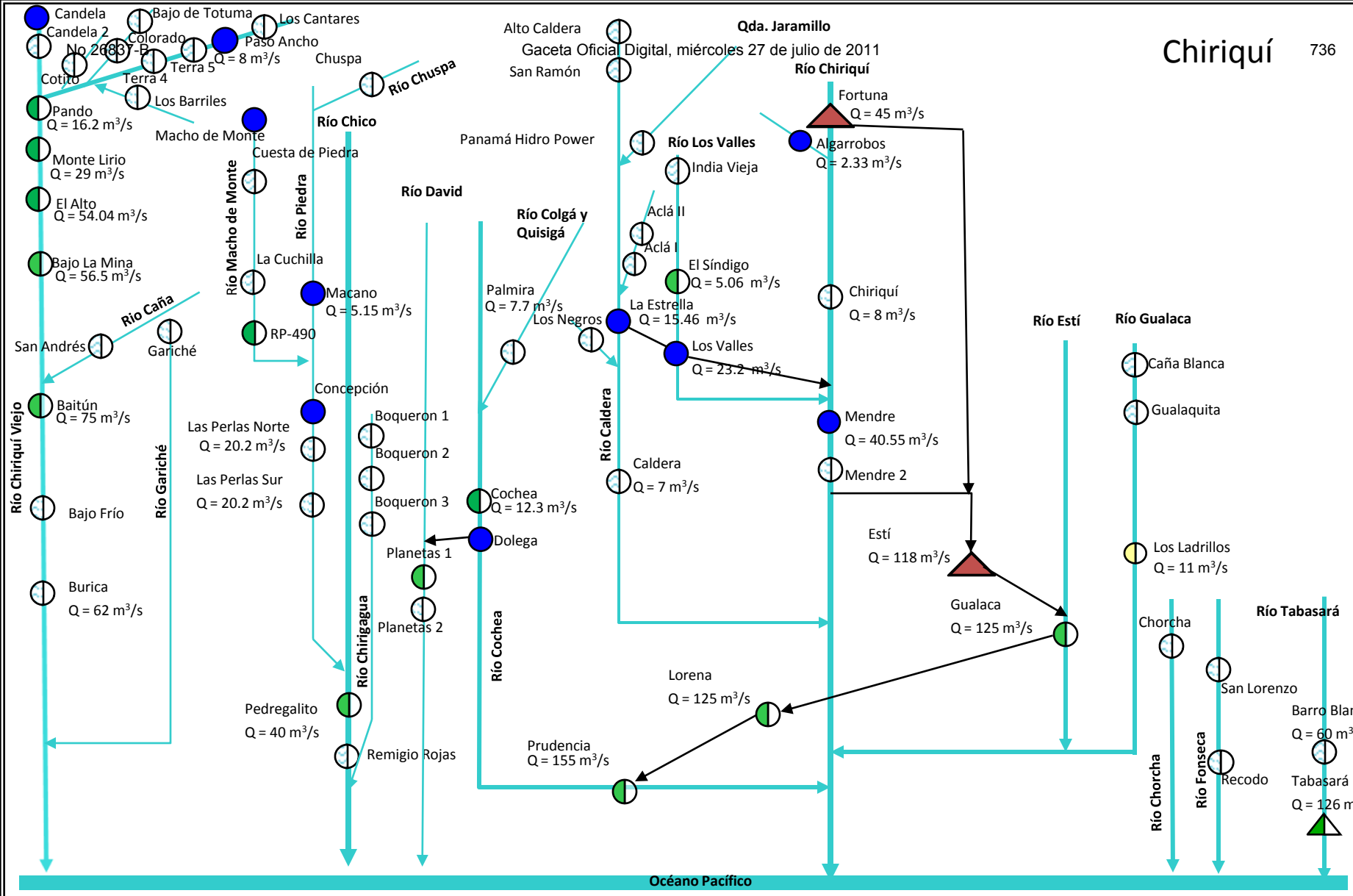
Coclé



Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Canal
Cauce del río

Topologías de los Proyectos.

Dirección de Operación Integrada.
Gerencia de Planeamiento
Julio 2009. Elaborado: Rramirez y FPonce



Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse

Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada

Conducción
Cauce del río

Topologías de los Proyectos.

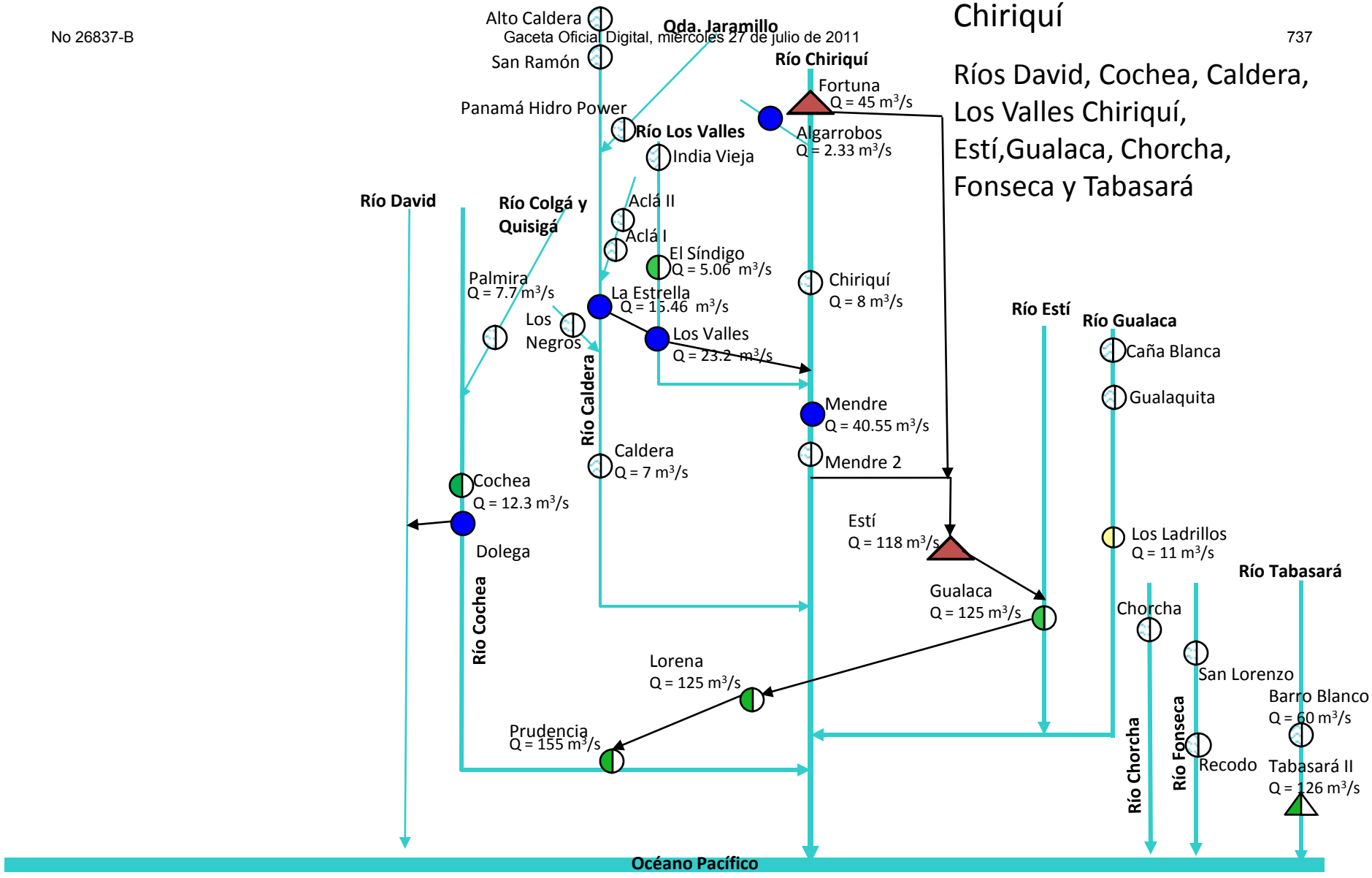
Dirección de Operación Integrada.

Gerencia de Planeamiento

Julio 2009. Elaborado: Rramirez y FPonce

Chiriquí

Ríos David, Cochea, Caldera, Los Valles Chiriquí, Está,Gualaca, Chorcha, Fonseca y Tabasará



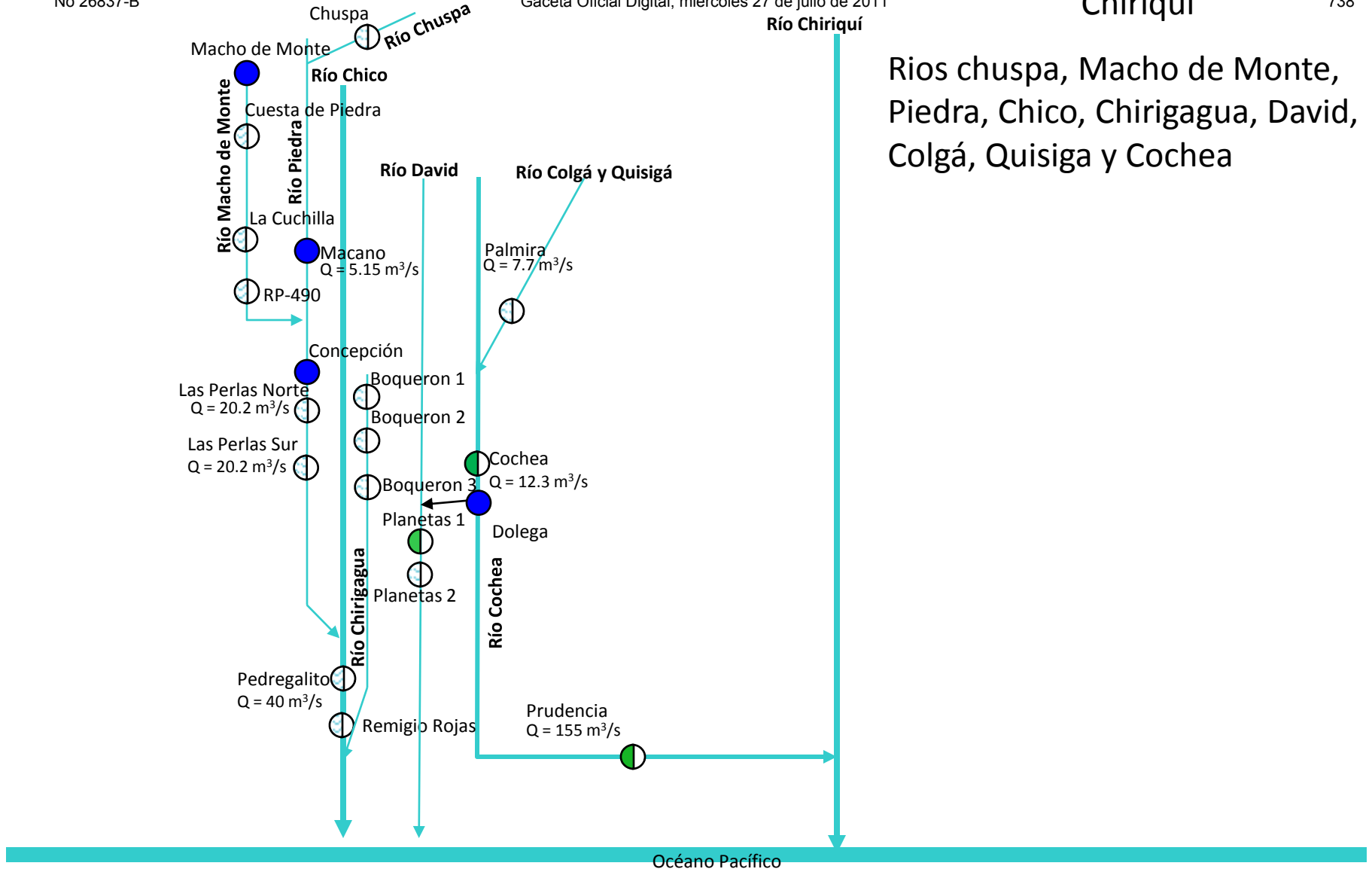
Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse

Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada

Conducción
Cauce del río

Topologías de los Proyectos.

Dirección de Operación Integrada.
Gerencia de Planeamiento
Julio 2009. Elaborado: Rramirez y Fponce



Rios chuspa, Macho de Monte, Piedra, Chico, Chirigagua, David, Colgá, Quisiga y Cochea

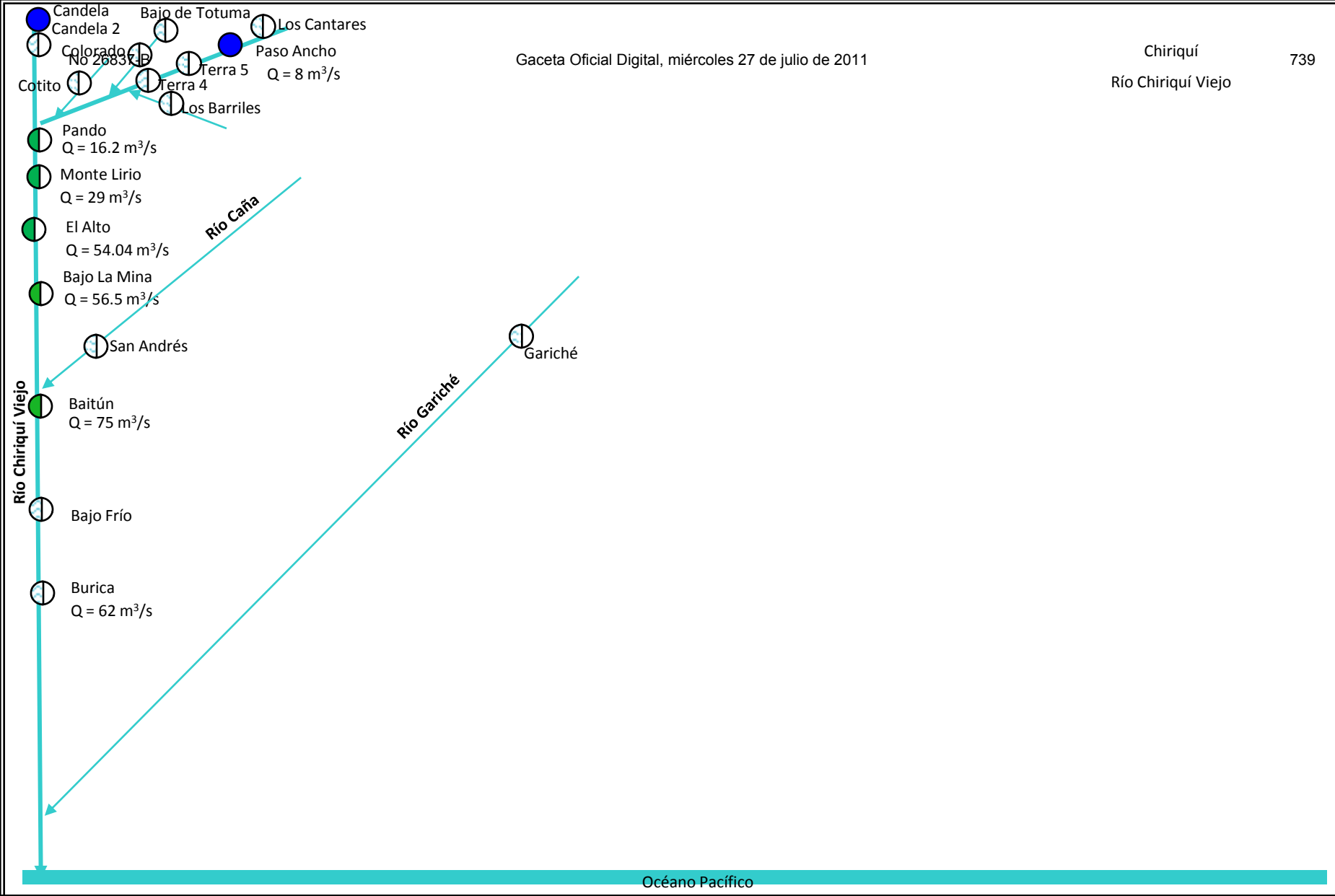
Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del río

Topologías de los Proyectos.

Dirección de Operación Integrada.

Gerencia de Planeamiento

Julio 2009. Elaborado: Rramirez y FPonce



Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del río

Topologías de los Proyectos.

Dirección de Operación Integrada.

Gerencia de Planeamiento

Julio 2009. Elaborado: Rramirez y FPonce

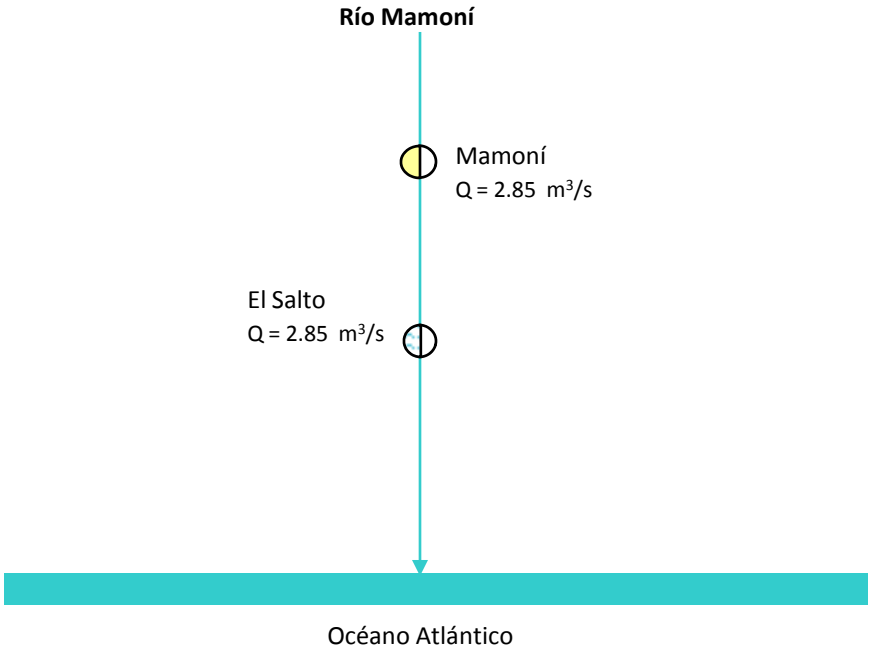


Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Canal
Cauce del río

Topologías de los Proyectos.

Dirección de Operación Integrada.
Gerencia de Planeamiento
Julio 2009. Elaborado: Rramirez y FPonce

Panamá

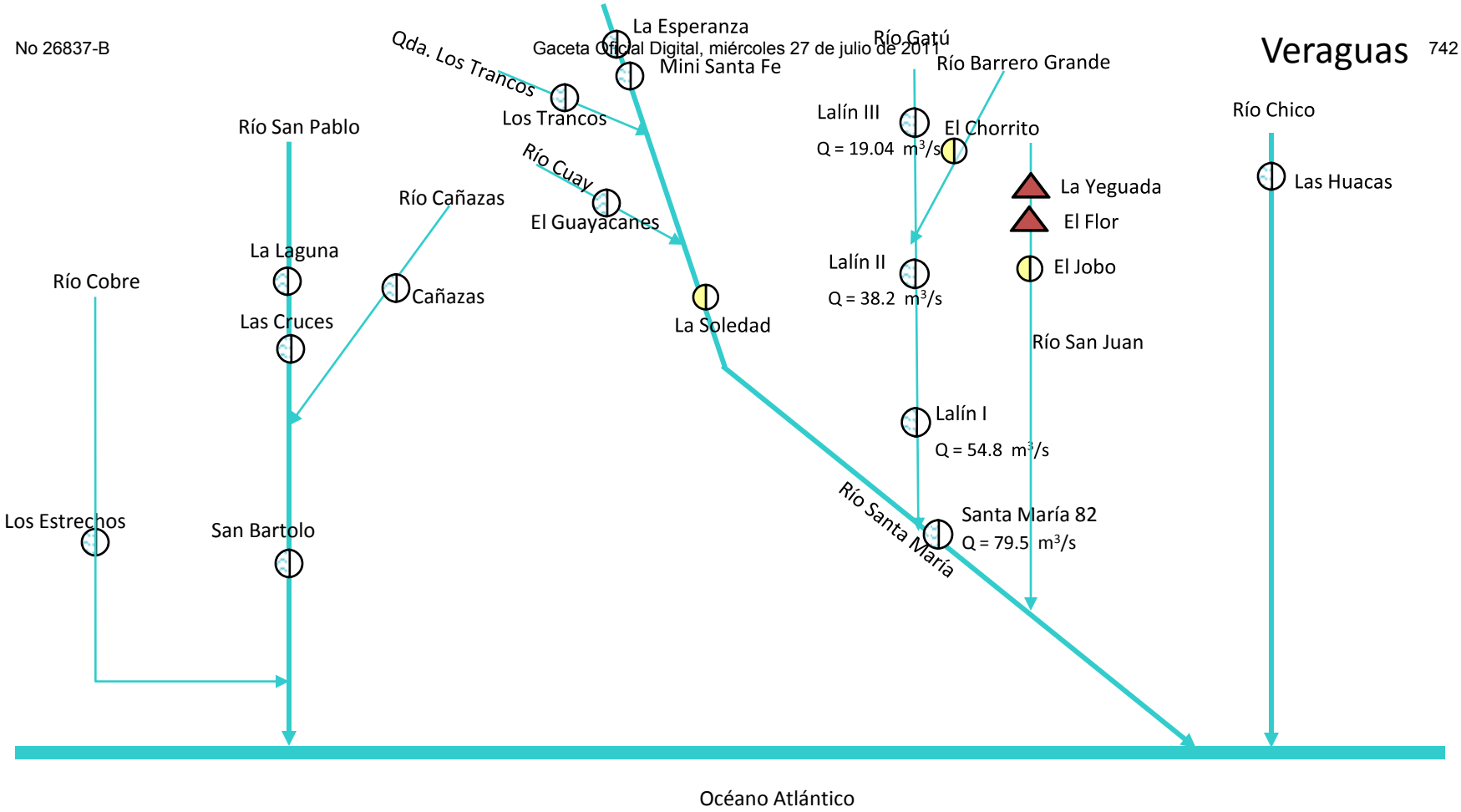


Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Canal
Cauce del río

Topologías de los Proyectos.

Dirección de Operación Integrada.
Gerencia de Planeamiento
Julio 2009. Elaborado: Rramirez y FPonce

Gaceta Oficial Digital, miércoles 27 de julio de 2011



Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del río

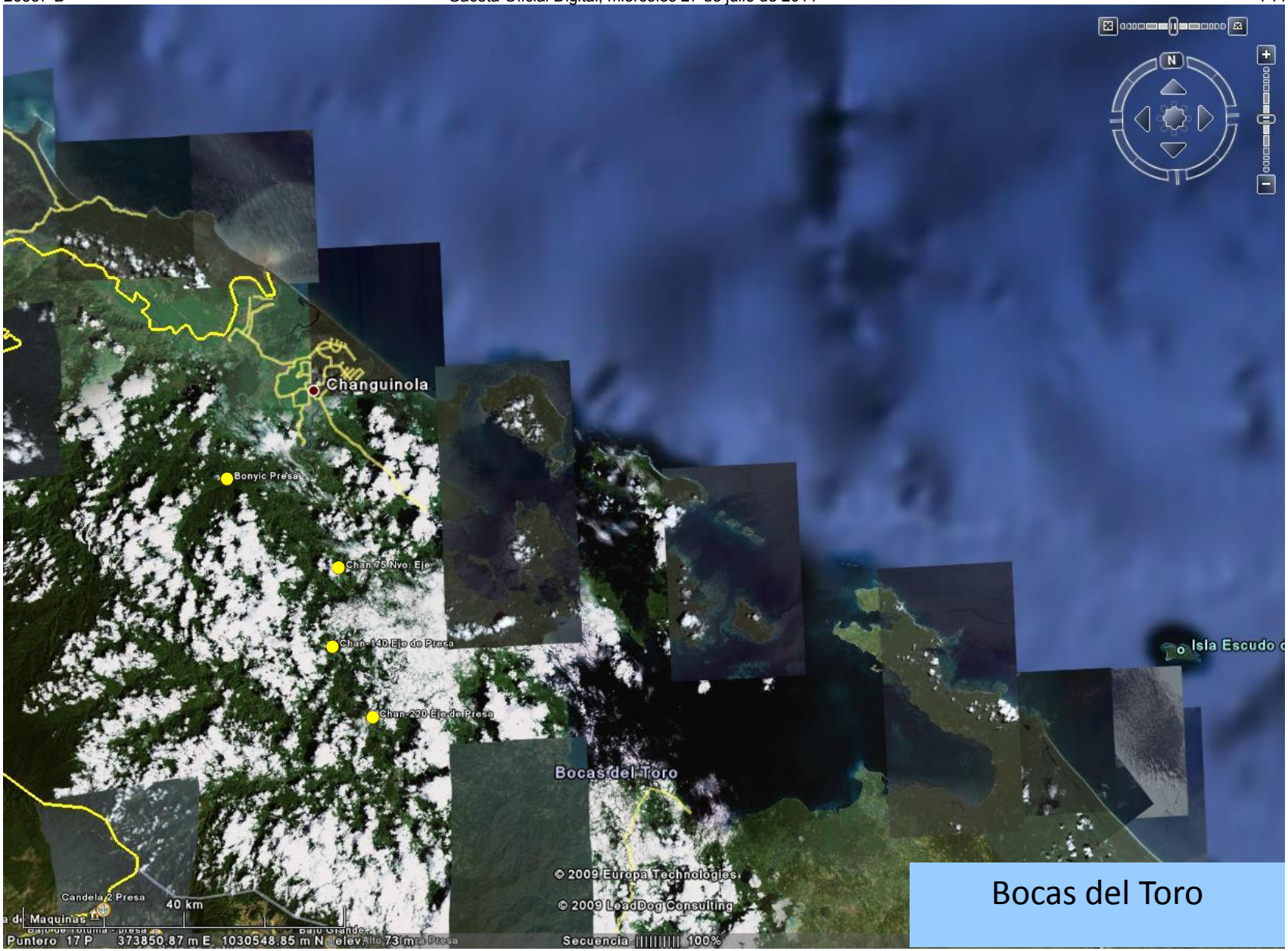
Topologías de los Proyectos.

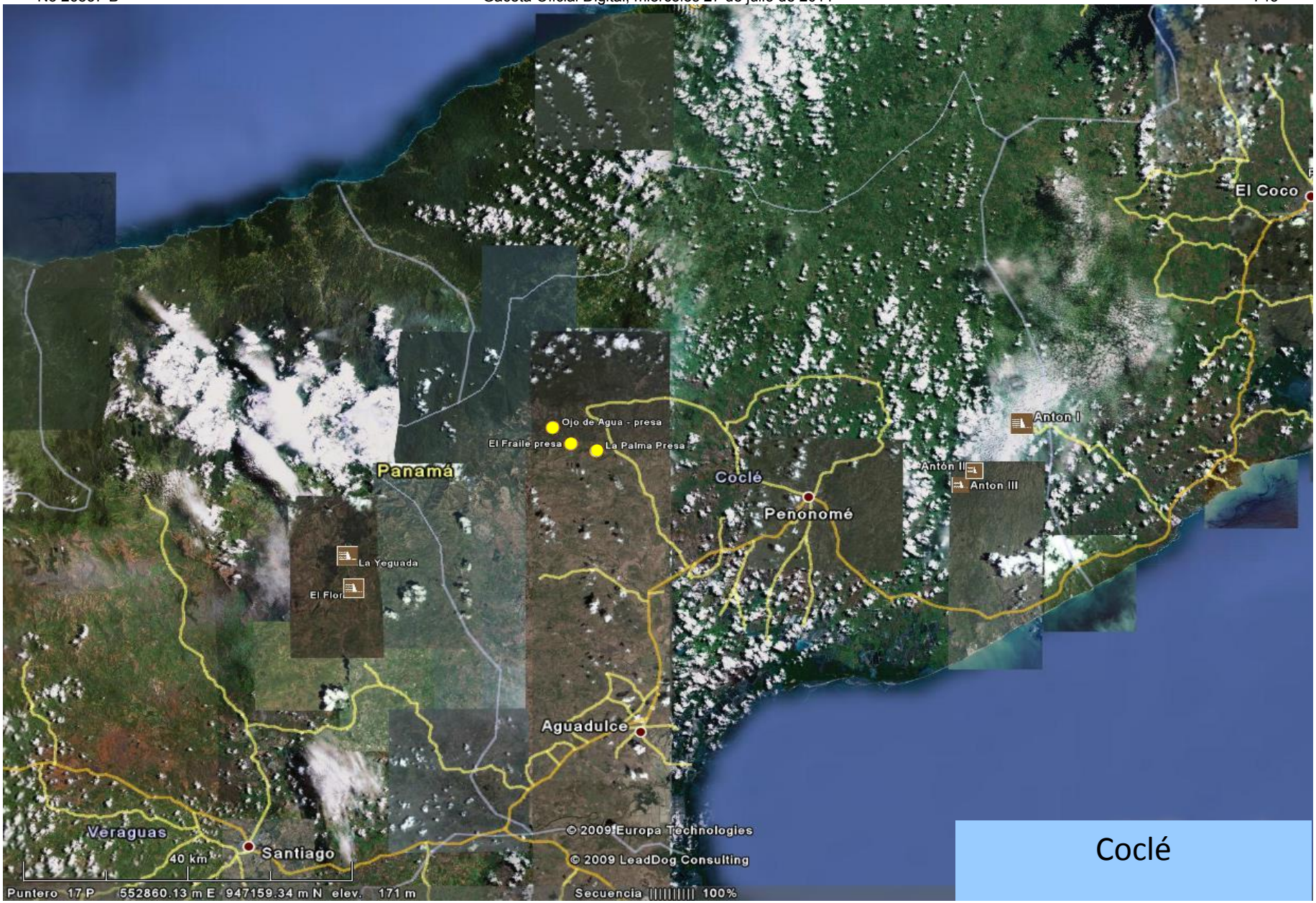
Dirección de Operación Integrada.

Gerencia de Planeamiento

Julio 2009. Elaborado: Rramirez y FPonce

Imágenes tomadas de GooogleEarth

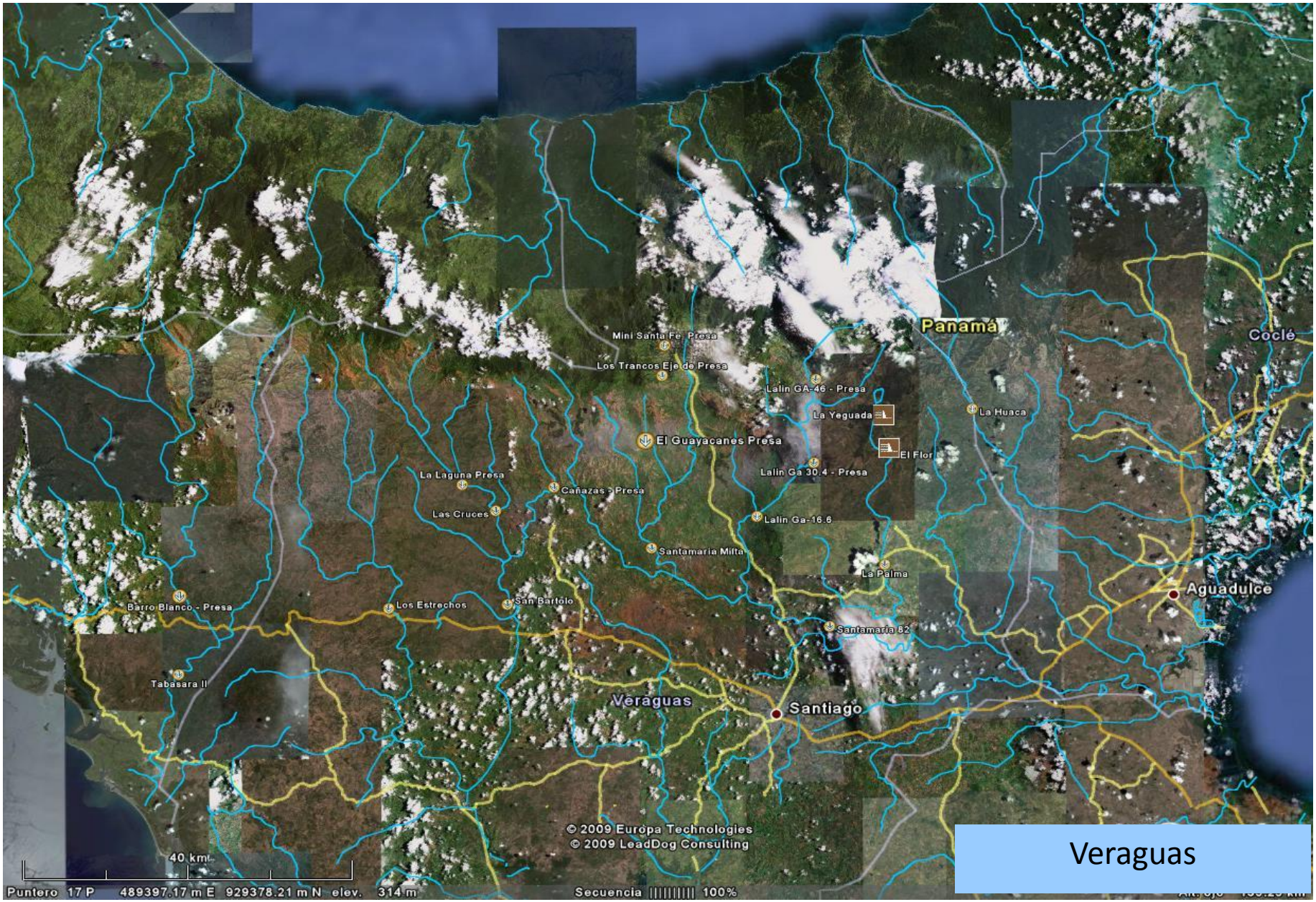

Changuinola
Bonyic Presa
Chan-75 Nvo. Eje
Chan-140 Eje de Presa
Chan-220 Eje de Presa
Bocas del Toro
Isla Escudo
Candela 2 Presa
40 km
Maquinas
© 2009 Europa Technologies
© 2009 LeadDog Consulting
Puntero 17 P 373850.87 m E 1030548.85 m N
Secuencia 100%
Bocas del Toro


El Coco
Ojo de Agua - presa
El Fraile presa
La Palma Presa
Panamá
Anton I
Anton II
Anton III
Coclé
Penonomé
La Yeguada
El Flor
Aguadulce
Veraguas
Santiago
40 km
© 2009 Europa Technologies
© 2009 LeadDog Consulting
Puntero 17 P 552860.13 m E 947159.34 m N elev. 171 m
Secuencia 100%
Coclé



Colón - Panamá


Bocas del Toro
Chiriquí
237
2
14
Candela 2 Presa
Candela - Presa
Bajo de Totuma - presa
Colorado Presa
Terra 4 presa
Pando Descarga
Pando
Paso Ancho - Presa
Los Barriles Presa
El Alto - Presa
Bajo La Mina
Garichez Presa
San Andres - Presa
Bailun - Presa
Las Vueltas - Presa
Macho de Monte
Cuesta de Piedra Presa
Asturia
Chuspa - Presa
La Cuchilla presa
RP - 490 Eje de Presa
Bajo Frio presa
Burica - Presa
Concepcion presa
Concepcion
Las Perlas Sur
Bugaba II Eje de Presa
El Porvenir Norte Presa
Pedregalito - Presa
Remigio Rojas Riego - Captación
Bajo Grande
San Ramon
Los Naranjos Eje De Presa
Palo Alto Presa
Panama Hydro Power
India Vieja Presa
Acla II
Acla I
El Sindigo - Presa
Presa - Embalse Fortuna
Estrella
Chiriqui- presa
Potrerillos presa
Mendre - Presa
Los Valles
Mendre 2
Cochea 2 presa
Cochea - Presa
Presa Chiriqui- - Canjilones
Presa Barrigon
Dolega Desvio
Dolega Casa de Maquinas
Los Planetas 1 - Presa
Casa de maquina Canjilones
Los Planetas 2 - Presa
Gualaquita - Presa
Chorcha Presa
Prudencia Presa
San Lorenzo - Presa
© 2009 Europa Technologies
© 2009 LeadDog Consulting
40 km
Puntero 17 P 344252.86 m E 951077.73 m N elev. 356 m
Secuencia 100%
Chiriquí


Panamá
Coclé
Mini Santa Fe Presa
Los Trancos Eje de Presa
Lalin GA-46 - Presa
La Yeguada
La Huaca
El Guayacanes Presa
El Flor
Lalin Ga 30.4 - Presa
La Laguna Presa
Cañazas - Presa
Las Cruces
Lalin Ga-16.6
Santamaria Milta
La Palma
Aguadulce
Barro Blanco - Presa
Los Estrechos
San Bartolo
Santamaria 52
Tabasara II
Veraguas
Santiago
© 2009 Europa Technologies
© 2009 LeadDog Consulting
40 km
Puntero 17 P 489397.17 m E 929378.21 m N elev. 314 m
Secuencia 100%
Veraguas

Tomo II
Anexo 11

Comentarios De La ASEP y de los Agentes

ASEP
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Panamá, 8 de junio de 2011
Nota No. DSAN-1397-2011
Ref.: 70271

Ingeniero
FERNANDO A. MARCISCANO R.
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Ciudad

Ingeniero Marciscano:

Hacemos referencia a su nota ETE-DEOI-PLAN-068-2011 de 11 de abril de 2011 mediante la cual remite a esta Autoridad, para nuestra consideración, el Plan Indicativo de Generación, correspondiente al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) del 2011.

Después del análisis del mismo, se le está adjuntando a la presente el documento titulado *"COMENTARIOS AL PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2011 (PESIN 2011), PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. (ETESA)"* que contiene nuestras observaciones para que sean incorporadas en dicho Informe.

Los ajustes solicitados deberán ser considerados en la versión definitiva del PESIN 2011 a entregarse a más tardar el treinta (30) de junio del presente año.

Sin otro particular

Atentamente,

RODRIGO RODRÍGUEZ J.
Director Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario.

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
REPÚBLICA DE PANAMÁ

Dirección Ejec. de Operación Integrada
Recibido:
Fecha: 10/6/11
Hora: 4:06 p.m.

Edificio Office Park, Vía España y Fernández de Córdoba
Teléfono: 508-4500 • Fax: 508-4600 • Apartado 0816-01235, Panamá, Rep. Panamá • www.asep.gob.pa

ASEP

COMENTARIOS AL PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2011, PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. (ETESA)

Luego de realizar un análisis del documento del Plan Indicativo de Generación del PESIN 2011, presentado por ETESA, tenemos los siguientes comentarios que se deben atender y corregir en la presentación del siguiente informe:

- En general el informe ha mejorado con respecto a informes anteriores. Se presenta en una redacción más clara y concisa que ayuda a su lectura y comprensión. Como comentario de forma, le solicitamos revisar la redacción y ortografía por algunos errores encontrados.

- En la página No. 5 se hace referencia al "*Annual Energy Outlook*" de diciembre de 2011 de la EIA/DOE. Revisar la fecha de esta referencia, debería ser del 2010.

- En la página No. 6 se indica que la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del SIN 2011 emitidos por la Secretaría Nacional de Energía fue entregado a ETESA en diciembre de 2011. Se debe corregir la referencia de la fecha.

- Se debe indicar que el proyecto de reconversión de la caldera de carbón de BLM no "reemplaza" las unidades de vapor que consumían bunker, ya que lo que se reemplazan son las calderas de bunker. Las unidades de vapor siguen siendo las mismas.

- En la página No. 10 se hace referencia a la plantas con capacidad instalada menor a 1 MW listadas en el cuadro 3.5. Se debe corregir ya que el cuadro correcto es el 3.6.

- Se debe corregir el Cuadro 3.4 para que se incluya en la capacidad instalada los 120 MW de las unidades de vapor de BLM con la caldera de carbón. Se debe eliminar de la referencia que el combustible que consumen es búnker.

- Corregir la redacción del primer párrafo de la segunda columna ya que no se entiende. Dice que "*Los dicho del estudio se obtuvieron…*". Al parecer le falta una palabra.

- El cuadro 4.1 no se aprecia con claridad, mejorar la resolución para que se aprecie mejor.

- En la página No. 15 se sugiere la posibilidad de generar en base a carbón extraído de la mina de Cerrejón, en La Guajira, Colombia. Se debe corregir la redacción ya que en estos

momentos se encuentra generando electricidad con una caldera de carbón. Cambiar la redacción para que se diga que se debe "aumentar" la generación a base de carbón.

- El cuadro 5.1 "Parámetros de las Corridas SDDP", no se aprecia bien. Se debe mejorar la resolución para que se pueda apreciar la información. No se está incluyendo el sistema eléctrico colombiano en las corridas del SDDP, se debe incluir.

- Se debe mejorar la resolución del cuadro 6.1 "Plan de Expansión de Corto Plazo" para que se pueda apreciar mejor la información.

- En la página No. 22 se indica que para el año 2013 se tiene previsto que entrarán al sistema 150 MW de potencia instalada eólica. Le solicitamos revisar esta potencia en función de lo indicado en la nueva Ley sobre generación eólica y las consideraciones de ETESA sobre la capacidad eólica que puede soportar el SIN. Se debe reformular de manera que se refleje un escenario realista.

- Se observa en el largo plazo Costos Marginales del Sistema (CMS) llegan a ser muy bajos (38.6 $/MWh en el año 2017). ETESA como planificador debe sustentar estos costos marginales bajos que no guardan relación con los costos variables de las plantas térmicas previstas, para no crear distorsiones en el desarrollo de proyectos de inversión en generación.

- Corregir el pie de página del capítulo 8 sobre Análisis de Riesgo, en donde se refieren al PEST, como *Plan Indicativo de Generación,* cuando en el Reglamento de Transmisión se define como *PEST: Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.*

- En el mismo capítulo, se indica que de acuerdo a las señales económicas que se planteen, son los generadores quienes deciden cómo se va a cubrir la demanda en el futuro. Corregir esta redacción indicando que de acuerdo a estas señales, los agentes productores deciden cómo invierten. Se debe aclarar que a través de los actos de concurrencia y de la estrategia de compra que se plantee, es que se da la señal de precio para la instalación de nueva generación en el país, tomando los lineamientos las políticas de expansión de la matriz energética.

- Corregir la resolución del cuadro de la Matriz de Riesgos de la página No. 49, no se aprecia con claridad la información listada.

- En la página No. 52 se debe corregir la referencia de la nota de pie de página No. 9, ya que no se entiende la idea, debido a un error de escritura (hacen falta palabras para terminar la idea).
- Revisar la generación estimada de los proyectos hidroeléctricos, pues en algunos casos , como los dos proyectos CHAN, es muy alta.

- La mayoría de los proyectos hidros y térmicos no presentan autosuficiencia financiera, por lo tanto, no son rentables. Esto es preocupante pues incluye a algunos proyectos

que ya se están desarrollando en el país. Sobre este punto solicitamos aclarar las variables que se utilizaron para realizar las evaluaciones financieras y económicas:

- Si los precios de potencia y energía que se están utilizando para calcular los ingresos, son precios de contrato o precios del mercado ocasional.
- Sobre los precios promedio de contratos que se presentan en el cuadro 8.1, si son precios promedios ponderados, de acuerdo a la capacidad y energía asociada contratada actualmente.
- Si se consideró la indexación en los precios de los contratos térmicos (carbón y otros) para la estimación de los ingresos de los proyectos térmicos.
- Se debe aclarar si se está tomando igual horizonte o período para el análisis de todos los proyectos.
- Presentar en un cuadro el monto de las inversiones y los costos de operación y mantenimiento por tipo de proyectos que se tomaron en consideración para los estudios.

- Para efectos de presentación y mejor comprensión de los planes analizados, le solicitamos presentar un cuadro resumen con cada tipo de plan, su descripción, cantidad de MW por tipo y los montos de Inversión, Costo Operación, Costo de Déficit y Costo Total.

ENSA
Atención al Cliente Tel. 323-7200
Sede: Panamá, Costa del Este
Business Park, Torre Oeste, Piso 3
www.ensa.com.pa

DI-ADM-018-2011
25 de abril de 2011

Ingeniero
Fernando Marciscano
Gerente General
EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.
(ETESA)
Presente

Estimado ingeniero Marciscano:

En atención a su nota ETE-DEOI-PLAN-2011 tenemos a bien remitirle nuestros comentarios al plan de Expansión de Generación del Sistema Interconectado Nacional.

En primer lugar, no pareciera estar claro en el análisis y estudios efectuados cuáles de los proyectos mencionados tienen ya una muy alta probabilidad de ser ejecutados, ya sea porque hay evidencias físicas de que dichos proyectos están avanzados en construcción, o porque existe algún compromiso manifiesto de parte del promotor o desarrollador de que dicho proyecto será construido.

En el análisis de los riesgos de cada uno de los proyectos, únicamente se analiza el escenario de un atraso en el proyecto, pero no se analiza el caso más grave el cual sería que el proyecto no se llegue a concretar.

De los mencionados proyectos el que más nos preocupa es CHAN II ya que, siendo un proyecto de casi el 17% de la capacidad instalada de generación del SIN al día de hoy, bien podría su promotor decidir que no construirá dados los recientes sucesos de oposición manifiesta de algunos sectores al desarrollo de proyectos tipo embalse.

Por otro lado, el estudio es categórico en señalar que en Panamá habrá facilidades para utilizar GNL como combustible. No obstante, al día de hoy, se desconoce cuál será la garantía de que un proyecto de tal envergadura se concrete y más aún que para los proyectos que cuentan con turbina de gas, efectivamente sus dueños deseen migrar a este tipo de combustible, lo cual, es sumamente costoso. Si este fuera el caso, no está claro en el estudio si se consideró el período durante el cual el plantel estaría indispuesto dados los trabajos de reconversión.

Uno de los riesgos que debería analizarse es la indisposición de unidades hidroeléctricas cuando haya caudales peligrosos que incluso puedan indisponer todas las unidades o proyectos que tiene un mismo río. Vimos apenas el año pasado cómo las lluvias inesperadas afectaron la Central Bayano que estuvo indispuesta por algunas semanas. Si bien dos semanas no son suficientes para afectar los precios promedio anuales de la generación, lo cierto es que a nivel regional se está presentando con frecuencia inusual fenómenos que podrían ocasionar la parada de una unidad importante por un período considerable. Este tipo de riesgos debería ser analizado.

En este mismo sentido, no está claro en el estudio cómo ha afectado la indisponibilidad de Estí el análisis efectuado.

Nos llama la atención también que el caso de la interconexión con Colombia se haya dejado para el final del estudio y su análisis aparezca un tanto aislado del resto de los escenarios. Según se muestra, una de las principales consecuencias de la interconexión será la reducción del CMS, con lo cual suponemos, la rentabilidad de varios de los proyectos verán seriamente afectada su rentabilidad. Esto es particularmente importante en aquellos proyectos cuyo flujo de caja está en gran parte garantizado por los precios del mercado ocasional tal como los mencionados proyectos eólicos o los proyectos hidroeléctricos de filo de agua y baja potencia firme.

Finalmente, con relación al pronóstico de demanda, nos parecen algo optimistas los escenarios planteados, y tal vez el estudio debería incluir análisis de sensibilidades en función de escenarios de crecimiento de demanda menos optimistas.

Sin más por el momento.

Atentamente,

Por

Javier Pariente
Vicepresidente Ejecutivo y Gerente General

Dirección Ejec. de Operación Integrada
Recibido:
Fecha: 26/4/11
Hora: 11:26 a.m.

Tomo II
Anexo 12

Respuesta a los Comentarios De La ASEP y de los Agentes

Respuesta a los comentarios realizados por la ASEP en nota DSAN-1397-2011 al PIGEN 2011

1. Se realiza revisión de redacción y ortográfica tal como se solicita.

2. Respecto a lo dicho en la pág. 5 (ahora pág. 13) la fecha de referencia del Annual Energy Outlook se corrigió según lo indicado.

3. Respecto a lo dicho en la pág. 6 (ahora pág. 14) la fecha de referencia de La Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del SIN 2011 se corrigió según lo indicado.

4. Respecto a lo dicho con respecto a las unidades de BLM2, BLM3 y BLM4 se realiza el cambio sugerido.

5. Se corrige el numero del cuadro listado de las plantas cuya capacidad es menor a 1 MW fue corregido.

6. Se corregirá el cuadro 3.4 (ahora Cuadro 3.1, Sistema de Generación Térmica Existente sin Pequeñas Centrales) según lo indicado.

7. La redacción del primer párrafo de la segunda columna se corrige completando la idea según lo indicado.

8. Al Cuadro 4.1 “Resultados de los Ensayos de la Turba” se le hicieron las correcciones según lo indicado.

9. Lo dispuesto en la pagina 15 (ahora pág. 23) del capítulo 4 Fuentes y Sistema de Generación Futura hace referencia a las fuentes accesibles de suministro de Carbón y no a la instalación de unidades de generación que consuman carbón.

10. Se corregirá el Cuadro 5.1, Parámetros de las Corridas SDDP según lo indicado.

11. Se corregirá el Cuadro 6.1, Plan de Expansión de Corto Plazo según lo indicado.

12. Lo indicado en la pág. 22 (ahora pág. 30) con respecto a la instalación de un proyecto eólico de 150 MW en el año 2013 responde a lo instruido en la definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del SIN 2011 emitido por la Secretaria Nacional de Energía (ver Plan de Corto Plazo pág. 10).

13. La explicación del comportamiento de los costos marginales del sistema (CMS) para el año 2017 se presentan en la pág. 23 (ahora pág. 31). De igual forma indicamos que los resultados presentados en el PIGEN con respecto a esta

salida hacen referencia al cumplimiento de las premisas como adición de unidades de generación, costos de combustibles y crecimiento de la demanda considerada para la realización del PIGEN. De ninguna manera se debe entender que los resultados de mediano y largo plazo que corresponden a un estudio de planificación indicativa de generación determinan la realidad del mercado. Al igual que no existe un mercado de señales perfectas la planificación indicativa se usa para estimar como se desarrollaría el sistema si estuviera bajo condiciones perfectas.

14. El pie de página del capítulo 8 sobre análisis de riesgo fue corregido según lo indicado.

15. El último párrafo de la pág. 58 del documento es claro, al mostrar que son las señales de mercado de oferta y demanda, las que le indican a los generadores cuando, donde y como invertir. Los lineamientos de políticas de expansión de la matriz energética están implícitos. Con respecto a los actos de concurrencia, no es más que el “mercado virtual”, en donde los promotores de proyecto presentan sus propuestas fundamentadas en los costos de tecnología disponibles ante una demanda definida.

16. El cuadro “Matriz de Riesgo” fue corregido según lo indicado.

17. El pie de página en la pág. 52 (ahora pág. 65) fue corregida y la idea que se pretendía explicar fue Completada según lo indicado.

18. La revisión de la generación promedio presentada por los proyectos CHAN I y CHAN II se realizara según lo indicado.

19. Como se explica el documento en el apartado de “Evaluación de Riesgos”, específicamente en las pág. 62 y 64, la prueba de autosuficiencia financiera del proyecto, solo nos dice si el mismo requiere o no financiamiento externo a los accionistas o promotores, un indicio de la fortaleza del proyecto. Es la evaluación siguiente, el de la rentabilidad financiera de los accionistas, la que realmente determina la viabilidad de repago de los proyectos.
    Con respecto a las variables utilizadas en estas pruebas:
    - En la pagina No. 64, se indica que los precios de potencia utilizados son promedios ponderados de los contratos
    - Idem. punto anterior.
    - La valoración del SDDP la energía entregada por los proyectos, considera la proyección incrementada de precios de los insumos combustibles, por lo cual la indexación está implícita.
    - En el Anexo No. 5, con los aspectos metodológicos del riesgo asociado de los proyectos, se aclara el punto sobre el periodo de análisis.
    - Se presenta el cuadro solicitado.

20. Se incluirá según lo solicitado un cuadro resumen que contiene los diferentes costos calculados para cada uno de los planes analizados.

Respuesta a Comentarios de ENSA mediante nota DI-ADM-018-2011

1. Los proyectos con un nivel de certeza a realizarse o entrar efectivamente en operación son los que están definidos en el corto plazo como planes fijos. El corto plazo, la cual es de cuatro años, al igual que los proyectos fijos están determinados por la Secretaria Nacional de Energía el cual dicta los criterios y políticas para la elaboración del plan de expansión y presentado a ETESA cada año como Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011. En la misma en el punto F define proyectos fijos como aquellos que: (1) inician su operación dentro del periodo fijo, (2) O se encuentran efectivamente en construcción, (3) O tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica, (4) O tiene por lo menos, la autorización de conducencia de la ANAM (5) O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía, (6) O que. Los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los tramites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante la ANAM, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho. Adicionalmente, de acuerdo a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, (ASEP) existen en construcción más de 23 proyectos hidroeléctricos con distinto grado de avance, todos los cuales entrarán en operación entre el 2011 y el 2014.

2. Las sensibilidades al igual que el análisis de riesgo se realizan sobre los proyectos que están definidos en el corto plazo en donde el 80% de los proyectos están efectivamente en construcción o están sujetos a la determinación en cuanto a la posibilidad de ingresar en este periodo basado en la Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011 emitido por la Secretaria nacional de Energía. El proyecto hidroeléctrico Chan II, aunque no aparece en el periodo fijo, califica para una sensibilidad dada la importancia que representa para el sistema su capacidad de producción energética.

3. A pesar de la importancia que tendría para el sistema la construcción del proyecto hidroeléctrico Chan II, lo cual fue mostrado en el Plan Indicativo de Generación 2011, su realización no escapa a las reglas de mercado dado que el sistema eléctrico de Panamá la decisión de construcción de plantas de generación es una decisión totalmente privada. La planificación de la generación es de carácter indicativo tal como lo establecen las normas del mercado eléctrico.

4. El PIGEN desarrolla tres escenarios de expansión de generación con demanda moderada definidos por la Secretaria Nacional de Energía. El tercero de ellos es el escenario en el que se incorpora además de proyectos carbón y proyectos eólicos proyectos de gas licuado a partir del año 2014. Este caso supone que la reconversión de los Ciclos Combinados se realiza en base a la disponibilidad de un combustible que los haría más eficientes por ende más competitivo.

   En cuanto a la indisponibilidad de estas unidades el estudio no los considera fuera del sistema para realizar el proceso de reconversión a GNL. El estudio muestra un factor de planta muy bajo de estas unidades para todos los escenarios considerados, dado su alto costo ligado a la generación con diesel, con lo cual no se afectaría significativamente su producción si estuvieran indisponibles por cambio de combustible.

5. El modelo SDDP utilizado para realizar el despacho de mínimo costo tiene la capacidad de generar más de 200 series hidrológicas sintéticas para cada una de las plantas hidráulicas configurado en la base de datos. Estas series sintéticas representan estadísticamente la probabilidad de ocurrencia de tanto las series hidrológicas húmedas como las series más secas ocurridas en base al histórico de caudales, mismas que la dan la robustez necesaria a las salidas de generación hidráulica estimadas por el modelo. La indisposición de plantas hidroeléctricas enmarcadas por fenómenos climatológicos como por ejemplo las lluvias que afectaron la cuenca de la central hidroeléctrica Bayano a fines del año 2010, no son posibles de estimar por el modelo dada la incertidumbre a que están sujetos. Cabe mencionar que las lluvias que se registraron fueron más allá de todo registro histórico. La ausencia de la central hidroeléctrica Esti, al igual que el cronograma brindado por AES Panamá indicando la fecha de su retorno al sistema fue considerado dentro del estudio, por ende, aunque no se haya presentado un análisis de corto plazo en cuanto a la indisponibilidad de esta central, sin duda alguna el costo marginal del sistema lo refleja en el primer año del estudio.

6. El análisis de la interconexión con Colombia es parte importante del estudio. En el estudio se le dedica un capítulo exclusivamente al análisis de este en la cual se muestran los resultados obtenidos considerando el sistema de Panamá, Centroamérica y el sistema de generación de Colombia la cual se representa de modo detallado.

7. En términos generales la capacidad predictiva del modelo utilizado por ETESA para realizar el pronóstico de demanda mantiene un nivel de confianza de aproximadamente 98% para el periodo comprendido entre el año 2005 al 2007. Para el año 2008 la desviación real del modelo fue de 4.82% en energía y de 4.70% en potencia (DMG), mientras que para el año 2009 fue de 2.88% y 0.96%

respectivamente. El porcentaje estimado del año 2010 es de 3.2% y -4.1%. El pronóstico actual para el año 2011 estima una DMG de 1,257.9 MW (no incluye ACP) mientras que la demanda máxima del sistema, registrada al 3 de mayo del 2011, es de 1,286.46 MW (incluyendo ACP, con una demanda máxima aproximada de 34 MW), por lo que consideramos que el modelo tiene un grado de confianza adecuado para nuestro sistema.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011 – 2025

Tomo II
Plan Indicativo de Generación

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-146-2011

29 de junio de 2011

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro. Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • **www.etesa.com.pa**

Contenido

CAPÍTULO 1, INTRODUCCIÓN 11
CAPÍTULO 2, INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS 13
Pronóstico de Demanda 13
Pronósticos de Precios de los Combustibles 13
Criterios y Parámetros 14
Criterio de Mínimo Costo. 14
Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP). 15
Criterio de Confiabilidad. 15
Costo de Racionamiento de Energía 15
Parámetros Técnicos y Económicos 15
CAPÍTULO 3, SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE 17
Sistema de Generación Hidroeléctrico 17
Sistema de Generación Termoeléctrico 18
Pequeñas Centrales 19
Auto Generadores 19
CAPÍTULO 4, FUENTES Y SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA 21
Fuentes de Generación 21
Potencial Eólico 21
Potencial Hidroeléctrico 22
Potencial Térmico 22
Sistema de Generación Futura 23
Proyectos Eólicos 23
Turba 23
Proyectos Hidroeléctricos 24
Proyectos Termoeléctricos 25
CAPÍTULO 5, METODOLOGÍA DEL ESTUDIO 27
CAPÍTULO 6, PLANES DE EXPANSIÓN DE DEMANDA MEDIA 29
Casos de Demanda Media 29
REGMHTCB11 30
REGMHTCBEO11 32
REGMHTTLA11 34

Análisis de las Sensibilidades 36
REGMHTCB11A 37
REGMHTCB11B 38
REGMHTCB11C 39
REGMHTCB11D 41
REGMHTCB11E 42
REGMHTCB11F 44
REGMHTCB11G 45
Resumen 47
CAPÍTULO 7, PLANES DE EXPANSIÓN DE DEMANDA ALTA 51
Casos de Demanda Alta 51
REGAHTCB11 51
REGAHTCBEO11 53
REGAHTTLA11 54
CAPÍTULO 8, ANÁLISIS DE RIESGO 57
Identificación de Riesgos 57
Evaluación de los Riesgos 62
Análisis de Rentabilidad al Caso Base 65
REGMHTCB11 66
Análisis del Riesgo de las Sensibilidades 78
REGMHTCB11C 78
REGMHTCB11D 81
REGMHTCB11E 83
REGMHTCB11F 85
CAPÍTULO 9, INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA 91
REGCOLMHTCB11-300 91
Análisis de las Sensibilidades al caso REGCOLMHTCB11-300 92
REGCOLMHTCB11-600 93
Análisis de las sensibilidades al caso REGCOLMHTCB11-600 94
CAPÍTULO 10, CONCLUSIONES 97

Índice de Cuadros.

Cuadro 2.1, Pronóstico de demanda. 13
Cuadro 2.2, Proyección del Combustible 14
Cuadro 2.3, Poder Calorífico de los Combustibles. 14
Cuadro 3.1, Capacidad Instalada del SIN. 17
Cuadro 3.2, Sistema de Generación Hidro Existente sin Pequeñas Centrales. 18
Cuadro 3.3, Sistema de Generación Térmica Existente sin Pequeñas Centrales. 19
Cuadro 3.4, Retiro de Plantas Térmica 19
Cuadro 3.5, Pequeñas Centrales 19
Cuadro 3.6, Unidades de Generación de la ACP. 20
Cuadro 4.1, Resultados de los Ensayos de la Turba. 23
Cuadro 4.2, Proyectos Hidroeléctricos Considerados. 25
Cuadro 4.3, Proyectos Térmicos Candidatos. 26
Cuadro 5.1, Parámetros de las Corridas SDDP. 27
Cuadro 5.2, Planes de Expansión de Centroamérica. 28
Cuadro 6.1, Plan de Expansión de Corto Plazo. 29
Cuadro 6.2, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGMHTCB11 30
Cuadro 6.3, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGMHTCBEO11. 32
Cuadro 6.4, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGMHTTLA11. 34
Cuadro 6.5, Sensibilidades Analizadas. 36
Cuadro 6.6, Comparación de Planes de Demanda Media 47
Cuadro 6.7, Comparación de Costos por Caso 48
Cuadro 6.8, Comparación de Costos Caso Base vs Sensibilidades 49
Cuadro 7.1, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGAHTCB11. 51
Cuadro 7.2, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGAHTCBEO11. 53
Cuadro 7.3, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGAHTTLA11. 54
Cuadro 8.1, Costos Marginales y Precios Promedios de Contrato de Energía y Potencia de los Proyectos del Caso REGMHTCB11. 64
Cuadro 8.2, Autosuficiencia Financiera del Caso REGMHTCB11. 68
Cuadro 8.3, Evaluación a precios económicos del Caso REGMHTCB11. 72
Cuadro 8.4, Evaluación a precios económicos del Caso REGMHTCB11. 75
Cuadro 8.5, Costo Marginal del Sistema REGMHTCB11C vs REGMHTCB11. 79
Cuadro 8.6, Valores alcanzados por los Proyectos 80
Cuadro 8.7, Costos Marginales del Sistema REGMHTCB11D vs REGMHTCB11. 82
Cuadro 8.8, Valores alcanzados por el Proyecto 83
Cuadro 8.9, Costos Marginales Sistema REGMHTCB11E vs REGMHTCB11. 84
Cuadro 8. 10 Valores Alcanzados por el proyecto 85
Cuadro 8.11, Costos Marginales Sistema REGMHTCB11F vs REGMHTCB11. 86
Cuadro 8.12, Comparativo de Generación REGMHTCB11F vs REGMHTCB11. 87
Cuadro 8.13, Comparativo de Costos Operativos del Sistema 88
Cuadro 8.14, Valores Alcanzados por los Proyectos Térmicos de Expansión REGMHTCB11F vs REGMHTCB11. 89
Cuadro 9.1, Intercambios netos PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-300 y Sensibilidades. 93
Cuadro 9. 2 Intercambios netos PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-600 y Sensibilidades. 95

Índice de Gráficos.

Gráfico 3.1, Composición Porcentual de Plantas Hidroeléctricas y Termoeléctricas. 20
Gráfico 6.1, Costo Marginal de Demanda de Panamá del Caso REGMHTCB11. 31
Gráfico 6.2, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11. 31
Gráfico 6.3, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11. 31
Gráfico 6.4, Costos Marginales de Panamá del Caso REGMHTCBEO11. 33
Gráfico 6.5, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCBEO11. 33
Gráfico 6.6, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCBEO11. 33
Gráfico 6.7, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTTLA11. 34
Gráfico 6.8, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTTLA11. 35
Gráfico 6.9, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTTLA11. 35
Gráfico 6.10, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11A. 37
Gráfico 6.11, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11A. 37
Gráfico 6.12, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11A. 38
Gráfico 6.13, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11B. 38
Gráfico 6.14, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11B. 39
Gráfico 6.15, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11B. 39
Gráfico 6.16, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11C. 40
Gráfico 6.17, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11C. 40
Gráfico 6.18, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11C. 41
Gráfico 6.19, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11D. 41
Gráfico 6.20, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11D. 42
Gráfico 6.21, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11D. 42
Gráfico 6.22, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11E. 43
Gráfico 6.23, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11E. 43
Gráfico 6.24, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11E. 43
Gráfico 6.25, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11F. 44
Gráfico 6.26, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11F. 44
Gráfico 6.27, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11F. 45
Gráfico 6.28, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11G. 45
Gráfico 6.29, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11G. 45
Gráfico 6.30, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11G. 46
Gráfico 6.31, Comparación de los Costos Marginales 48
Gráfico 7.1, Costo Marginal de Panamá del Caso REGAHTCB11. 52
Gráfico 7.2, Intercambios con Costa Rica del Caso REGAHTCB11. 52
Gráfico 7.3, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGAHTCB11. 52
Gráfico 7.4 Costo Marginal de Panamá del Caso REGAHTCBEO11. 53
Gráfico 7.5 Intercambios con Costa Rica del Caso REGAHTCBEO11. 53
Gráfico 7.6 Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGAHTCBEO11. 54
Gráfico 7.7, Costo Marginal de Panamá del Caso REGAHTTLA11. 55
Gráfico 7.8, Intercambios con Costa Rica del Caso REGAHTTLA11. 55
Gráfico 7.9, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGAHTTLA11. 55
Gráfico 9.1, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-300 vs REGMHTCB11. ... 91
Gráfico 9.2, Intercambios PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-300. 91
Gráfico 9.3, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-300 vs Sensibilidades. 92
Gráfico 9.4, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-600 vs REGMHTCB11. ... 93
Gráfico 9.5, Intercambios PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-600. 93
Gráfico 9.6, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-600 vs Sensibilidades. 94

Índice de Anexos

Tomo II - Anexo 1 Salidas del Caso REGMHTCB11
Tomo II - Anexo 2 Salidas del Caso REGMHTCBEO11
Tomo II - Anexo 3 Salidas del Caso REGMHTTLA11
Tomo II - Anexo 4 Codificación de los Planes
Tomo II - Anexo 5 Metodología Análisis de Riesgo
Tomo II - Anexo 6 Salida de los Análisis de Riesgo
Tomo II - Anexo 7 Metodología de los Modelos Optgen y SDDP
Tomo II - Anexo 8 Costo Operativo Térmico
Tomo II - Anexo 9 Salidas - Casos de Demanda Alta
Tomo II - Anexo 10 Topologías de los Proyectos
Tomo II - Anexo 11 Comentarios de la ASEP y los Agentes
Tomo II - Anexo 12 Respuesta a los Comentarios de la ASEP y los Agentes

GLOSARIO

ACP: Autoridad del Canal de Panamá

AID: Agencia Internacional para el Desarrollo

ANAM: Autoridad Nacional de Ambiente

ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

BEP: Barril Equivalente de Petróleo

BLM: Bahía Las Minas

BTU o BTu: Unidad de Energía Inglesa, Acrónimo Inglés British Thermal Unit.

CENS: Costo de Energía no Servida

CIPLP: Costo Incremental Promedio de Largo Plazo

CMS: Costo Marginal del Sistema

CND: Centro Nacional de Despacho

COPESA: Corporación Panameña de Energía, S.A.

DOE: Departamento de Energía (acrónimo inglés United States Department of the Energy)

EDECHI: Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.

EDEMET: Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A.

EGESA: Empresa de Generación Eléctrica, S. A.

EIA: Administración de Información Energética de Estados Unidos (Organismo de Estadística y Análisis del Departamento de Energía de los Estados Unidos)

ENSA: Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S. A.

EOR: Ente Operador Regional

ERNC: Energías Renovables No Convencionales

ETESA: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

FMAM: Fondo para el Medio Ambiente Global

GNL: Gas Natural Licuado.

kW: Kilovatio

MER: Mercado Eléctrico Regional

MW: Megavatio

MWh: Megavatio-hora

OPTGEN: (Modelo de Planificación de la Expansión de Generación e Interconexiones Regionales)

PEST: Plan de Expansión del Sistema de Transmisión

PNUD: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

RT: Reglamento de Transmisión

RTMER: Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional

SDDP: Stochastic Dual Dynamic Programming

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central

SIN: Sistema Interconectado Nacional

SNE: Secretaría Nacional de Energía

TIR: Tasa Interna de Retorno o Tasa Interna de Rentabilidad

TIRE: Tasa Interna de Retorno Económico

VPN o VAN: Valor Actual Neto (acrónimo inglés de Net Present Value.)

VPNE: Valor Presente Neto Económico

CAPÍTULO 1, INTRODUCCIÓN

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), tiene la responsabilidad de elaborar el Plan de Expansión de Generación para el Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997. Este Plan de Expansión es de carácter indicativo.

El Plan de Expansión de Generación de largo plazo está basado en criterios y políticas establecidas para la expansión del Sistema Interconectado Nacional de largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean suficientemente flexibles y adaptables a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras, ambientales y que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por la Secretaría Nacional de Energía (SNE), en cumplimiento a lo establecido en la Ley N° 52 de 30 de julio de 2008, mediante la cual se crea la SNE, que asume las funciones y atribuciones de la Comisión de Política Energética, a la que hace referencia el Artículo 19 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.

Las empresas de distribución y de generación, deben suministrar a la Empresa de Transmisión Eléctrica, la información necesaria para preparar anualmente este Plan de Expansión.

En el presente documento se exponen los resultados correspondientes a la revisión y actualización del plan para el período 2011 – 2025, con especial énfasis en el establecimiento de los requerimientos de suministro de potencia y energía del sistema. Para tal efecto, se consideraron los siguientes antecedentes vigentes a saber:

• Resolución AN N° 4260-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, del 30 de diciembre de 2010, mediante la cual se aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2010.

• Solicitud de información para la elaboración del Plan de Expansión, hecha a los agentes en diciembre de 2011.

• Definición de política y criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011, emitidos por la SNE.

A partir de los antecedentes mencionados, se obtienen planes indicativos para cada uno de los escenarios establecidos por la Secretaría Nacional de Energía. Se llevan a cabo análisis de riesgo de estos planes bajo diferentes hipótesis de crecimiento de la demanda.

CAPÍTULO 2, INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS

Pronóstico de Demanda

Como resultado de los análisis de los Estudios Básicos realizados por ETESA, se pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 6.0% y 6.3% a corto plazo (2011-2014), para los escenarios medio y alto respectivamente. Estos resultados son dependientes del crecimiento de la población, la recuperación económica del país y otros puntos que ya fueron analizados en los estudios antes mencionados. En consecuencia los incrementos anuales de energía y potencia en los dos escenarios estudiados en el Plan Indicativo de Generación, muestran los efectos de las premisas utilizadas, con un fuerte impulso en el corto plazo empujado principalmente por la ejecución del magno proyecto de Ampliación del Canal y el desarrollo de varios mega proyectos estatales de infraestructura que se van a realizar en estos años. La mayor incertidumbre para el cumplimiento de los estimados de corto plazo de los escenarios estudiados radica en la construcción o no de los proyectos urbanísticos en construcción que podrían verse obstaculizados por las secuelas remanentes de la crisis global.

Cuadro 2.1, Pronóstico de demanda.

PRONOSTICOS DE DEMANDA

Años	Energía				Potencia			
	Optimista		Moderado		Optimista		Moderado	
	GWh	Δ%GWh	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	MW	Δ%MW
2010	7,307.1		7,307.1		1,190.4		1,190.4	
2011	7,713.1	5.6	7,705.5	5.5	1,257.9	5.7	1,256.6	5.6
2012	8,142.9	5.6	8,116.2	5.3	1,327.9	5.6	1,323.6	5.3
2013	8,685.8	6.7	8,631.3	6.3	1,413.0	6.4	1,405.8	6.2
2014	9,258.6	6.6	9,184.6	6.4	1,502.5	6.3	1,494.0	6.3
2015	9,860.4	6.5	9,753.5	6.2	1,596.2	6.2	1,584.6	6.1
2016	10,488.7	6.4	10,339.9	6.0	1,693.7	6.1	1,677.7	5.9
2017	11,130.4	6.1	10,954.4	5.9	1,792.9	5.9	1,775.1	5.8
2018	11,879.7	6.7	11,617.8	6.1	1,908.9	6.5	1,880.3	5.9
2019	12,555.4	5.7	12,261.8	5.5	2,012.6	5.4	1,982.0	5.4
2020	13,284.1	5.8	13,018.2	6.2	2,124.1	5.5	2,101.6	6.0
2021	14,010.4	5.5	13,718.5	5.4	2,234.8	5.2	2,211.8	5.2
2022	14,784.6	5.5	14,450.6	5.3	2,352.5	5.3	2,326.9	5.2
2023	15,616.6	5.6	15,236.0	5.4	2,478.7	5.4	2,450.3	5.3
2024	16,542.5	5.9	16,119.3	5.8	2,619.2	5.7	2,589.0	5.7
2025	17,497.7	5.8	17,016.5	5.6	2,763.7	5.5	2,729.7	5.4

Fuente: ETESA, Estudios Básicos, Plan de Expansión 2011

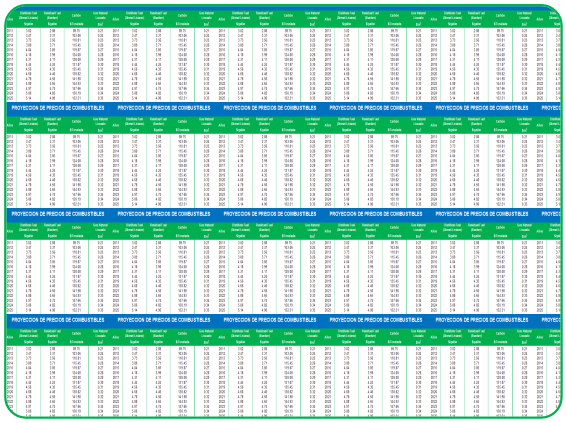
Pronósticos de Precios de los Combustibles

Para los precios de los combustibles convencionales (Bunker C, Diesel Liviano) y no convencionales (Gas y Carbón) utilizados para la generación térmica existente y futura del país, se consideró un escenario base de precios bajos y altos, aplicándole la tendencia alta (“High Price”) de la proyección estimada por el Annual Energy Outlook de diciembre de 2010 de la EIA/DOE.

Esta metodología dio como resultados los precios anuales que fueron acordados para utilizarse mediante la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011, emitidos por la Secretaría Nacional de Energía y entregado a ETESA el 31 de diciembre de 2010.

A continuación se presenta la proyección de precios de combustible para el período 2011-2025, utilizados para generar electricidad en los análisis del Plan de Expansión de Generación, estimados de acuerdo a lo establecido.

Cuadro 2.2, Proyección del Combustible



Fuentes: Energy information Administration´s – US department of Energy (Tasa de Crecimiento a Dic. 2010)

El poder calorífico es la cantidad de energía desprendida en la reacción de combustión, referida a la unidad de masa de combustible. El cuadro 2.3, nos presenta el poder calórico para los distintos tipos de combustibles considerados en este estudio.

Cuadro 2.3, Poder Calorífico de los Combustibles.

Tipo de Combustible	Poder Calorífico
Búnker	36,514.00 Kcal/Gal
Diesel Marino	33,515.00 Kcal/Gal
Diesel Liviano	32,684.00 Kcal/Gal
Gas Natural Licuado	9,150.00 Kcal/m^3
Carbón	11,600.00 BTU/lb

Fuente: Secretaria Nacional de Energía

Criterios y Parámetros

El objetivo principal del estudio es obtener Planes de Expansión de Generación de mínimo costo, siguiendo la Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional elaborado por La Secretaría Nacional de Energía.

Criterio de Mínimo Costo.

Como se indicó anteriormente, los planes que se obtienen son de mínimos costos totales (costos de inversión más costo de operación y mantenimiento más costo de déficit), traídos a valor presente. Adicionalmente, estos planes deben satisfacer los criterios establecidos de confiabilidad de potencia y de energía.

Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP).

Este representa el costo de largo plazo de servir una unidad adicional de demanda. Se calcula como la relación entre los incrementos anuales de costos totales (inversión, fijos y variables de operación y mantenimiento), actualizados al año referencial y los incrementos anuales de demanda, igualmente actualizados al año referencial. La tasa de actualización que se utiliza debe ser la misma tasa de descuento que se usó en el plan.

Criterio de Confiabilidad.

(1) En el caso de la energía para ningún año del período de planificación se permiten déficit que supere el 2.0% de la demanda de cualquier mes, en más del 5.0% de las series hidrológicas, además, (2) no se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas.

En el documento Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011, elaborado por La Secretaría Nacional de Energía se establece una reserva mínima de 6.7% correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo, calculada por el Centro Nacional de Despacho (CND) de acuerdo a las reglas comerciales. Ver Informe de Confiabilidad 2011.

Costo de Racionamiento de Energía.

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1,850.0 $/MWh, que corresponde al costo de energía no servida (CENS).

Parámetros Técnicos y Económicos

Se establece un horizonte de planificación de 15 años, utilizando costos de mercado para la inversión y una tasa anual de descuento de 12.0%.

CAPÍTULO 3, SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

La generación de los Agentes Productores del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá y de las pequeñas centrales eléctricas conforma la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Actualmente, el parque de generación cuenta con 1,769.3 MW, de los cuales 848.5 MW son de centrales hidroeléctricas y 918.1 MW de centrales termoeléctricas. Esto equivale a 48.0% de capacidad instalada de origen hidroeléctrico y 52.0% termoeléctrico. Las cifras mencionadas no consideran las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), ni los sistemas aislados.

En el Cuadro 3.1 se detallan los diferentes agentes existentes con su capacidad instalada (MW).

Cuadro 3.1, Capacidad Instalada del SIN.

AGENTE GENERADOR	CAPACIDAD INSTALADA MW	%
AES Panamá, S.A.	481.96	27.24%
ENEL Fortuna, S.A.	300.00	16.96%
BLM Corp, S.A.	280.00	15.83%
Generadora del Atlántico, S.A.	150.00	8.48%
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	142.80	8.07%
PAN-AM Generating Ltd.	96.00	5.43%
Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A.	87.00	4.92%
Pedregal Power Company	55.40	3.13%
Térmica del Caribe, S.A.	50.40	2.85%
Corporacion Panameña de Energía, S.A.	46.50	2.63%
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	32.07	1.81%
Caldera Energy Corp.	20.00	1.13%
Istmus Hydropower Corp	10.00	0.57%
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	6.78	0.38%
Hidro-Panamá, S.A.	4.30	0.24%
Hidro Boquerón, S.A.	3.43	0.19%
Pequeñas Centrales	2.69	0.15%
Total	1769.33	100%

Fuente: ETESA. Revisión del Plan del Expansión 2011.

Sistema de Generación Hidroeléctrico

Cuatro de las cinco principales hidroeléctricas existentes de la República de Panamá, están localizadas en la Provincia de Chiriquí: La Estrella, Los Valles y Estí (centrales de pasada) y Fortuna, la central más importante del sistema. Hacia el lado este de la Provincia de Panamá, se encuentra la Central Hidroeléctrica Bayano, la cual posee el embalse de mayor tamaño en nuestro país.

Para este año 2011, se espera la incorporación al parque de generación existente las Centrales Hidroeléctricas tipo filo de agua, Los Planetas 1 de 4.8 MW, Mendre de 20.0 MW y Macano de 3.4 MW de capacidad instalada. Todas ubicadas en la Provincia de Chiriquí.

En la Provincia de Bocas de Toro en el Corregimiento de Valle Riscó, Distrito de Changuinola, se encuentra actualmente en construcción el proyecto Changuinola I, cuya capacidad instalada es de 222.4 MW. Según cronograma tiene como fecha de entrada en operación comercial 31 de julio del 2011. El proyecto Changuinola I, representa el proyecto de generación hidráulica de mayor importancia a incorporarse al SIN en los últimos años. Adiciona al sistema una inyección de 1,046.5 GWh promedio anual lo que representa un

14.32% del consumo nacional del año 2010.

El cuadro 3.2 muestra el sistema de generación hidro existente de las diferentes unidades de generación que forman parte del SIN, con sus capacidades instaladas y sin incluir pequeñas centrales hidroeléctricas, cuya potencia instalada sea menor a 1MW. Dichas plantas por tener esta característica se muestran en el cuadro 3.5.

Cuadro 3.2, Sistema de Generación Hidro Existente sin Pequeñas Centrales.

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	POTENCIA FIRME MW	CAPACIDAD INSTALADA MW	ENERGIA ANUAL PROMEDIO GWh
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	Embalse	284.02	300.00	1600.00
AES Panamá	Bayano	Embalse	160.12	260.00	577.00
AES Panamá	La Estrella	Filo de Agua	16.13	47.20	249.00
AES Panamá	Los Valles	Filo de Agua	17.63	54.76	304.00
AES Panamá	Estí	Filo de Agua	112.67	120.00	620.00
Istmus Hydropower Corp	Concepción	Filo de Agua	2.49	10.00	59.00
Caldera Energy Corp.	Mendre	Filo de Agua	3.92	20.00	100.00
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	Filo de Agua	4.30	6.78	37.00
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	Filo de Agua	0.90	3.43	21.21
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Algarrobos	Filo de Agua	2.41	9.86	49.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Macho de Monte	Filo de Agua	0.80	2.50	11.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	La Yeguada	Filo de Agua	3.00	6.60	32.14
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Dolega	Filo de Agua	1.10	3.12	16.10
Hidro-Panamá, S.A.	Antón I	Filo de Agua	0.24	1.40	5.75
Hidro-Panamá, S.A.	Antón II	Filo de Agua	0.24	1.40	5.75
Hidro-Panamá, S.A.	Antón III	Filo de Agua	0.26	1.50	5.75
		Total	**610**	**848.54**	**3692.90**

Fuente: ETESA. Revisión del Plan del Expansión 2011.

Sistema de Generación Termoeléctrico

El principal plantel térmico del país es la Central Termoeléctrica Bahía Las Minas, localizada en la Provincia de Colón, el cual para este año incorpora a la capacidad energética del país la primera planta termoeléctrica de carbón, cuya capacidad será de 120.0 MW reemplazando así las unidades de vapor 2, 3, y 4 que consumían Bunker. Además, en esta misma provincia se encuentra Térmica Cativá de 87.0 MW, el plantel térmico El Giral de 50.4 MW y Termocolón con 150.0 MW.

En la Provincia de Panamá se ubican el resto de las plantas térmicas. En el lado oeste de la Ciudad de Panamá se encuentra PAN-AM y al lado este se localizan COPESA y PACORA. Las Turbinas de Gas propiedad de la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA), con una capacidad instalada de 42.8 MW, están ubicadas a un costado del CND en la Ciudad de Panamá. En el cuadro 3.3, se muestran las principales características de las plantas térmicas existentes, sin incluir pequeñas centrales termoeléctricas.

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas, existen plantas termoeléctricas de capacidades menores, que se detallan en el cuadro 3.5.

Cuadro 3.3, Sistema de Generación Térmica Existente sin Pequeñas Centrales.

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	TIPO DE COMBUSTIBLE	RENDIMIENTO Gal/MWh	POTENCIA FIRME MW	CAPACIDAD INSTALADA MW
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	Búnker	57.07	53.53	55.40
PAN-AM Generating Ltd.	Pan Am	Motor de Media Velocidad	Búnker	57.59	96.00	96.00
Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A.	Térmica Cativá	Motor de Media Velocidad	Búnker	54.13	77.00	87.00
Térmica del Caribe, S.A.	El Giral	Motor de Media Velocidad	Búnker	61.08*	36.56	50.40
Generadora del Atlántico, S.A.	Termocolón	Ciclo Combinado	Búnker	61.11	105.64	150.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Turbina de Gas	Diesel Liviano	116.34	35.00	42.80
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Cerro Azul	Motor de Media Velocidad	Diesel Liviano	72.43	60.00	60.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Charco Azul	Motor de Media Velocidad	Diesel Liviano	72.43	40.00	40.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Capira	Motor de Media Velocidad	Diesel Liviano	79.72	5.50	5.50
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Chitre	Motor de Media Velocidad	Diesel Liviano	79.72	4.50	4.50
BLM Corp, S.A.	Ciclo Comb BLM	Ciclo Combinado	Diesel Liviano	68.46	89.97	160.00
BLM Corp, S.A. **	BLM 2	Turbina de Vapor	Búnker	96.22	3.4	40.00
BLM Corp, S.A. **	BLM 3	Turbina de Vapor	Búnker	95.36	21.5	40.00
BLM Corp, S.A. **	BLM 4	Turbina de Vapor	Búnker	95.44	16.5	40.00
Corporacion Panameña de Energía, S.A. ***	Termoeléctrica Cerro Azul	Turbina de Gas	Diesel Liviano	71.73	0.0	46.50
				Total	645	918.10

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.
*Promedio de rendimiento de El Giral I (61.5 Gal/MWh) y Giral II (60.6 Gal/MWh)
** Se reemplaza la caldera de bunker por calderas de carbón
*** Actualmente 100% de Indisponibilidad

El cuadro 3.4 muestra un listado de plantas térmicas que se tiene previsto retirar del sistema.

Cuadro 3.4, Retiro de Plantas Térmica

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	TIPO DE COMBUSTIBLE	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FECHA DE RETIRO
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas	Termoeléctrica	Diesel Liviano	42.8	1-Apr-12
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Cerro Azul	Termoeléctrica	Diesel Liviano	60.0	30-Jan-12
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Charco Azul	Termoeléctrica	Diesel Liviano	40.0	30-Jan-12

Pequeñas Centrales

Las pequeñas centrales son aquellas plantas generadoras menores de 1 MW declaradas como auto generador (Canopo) o que están conectadas a la red de distribución o que mantienen un contrato con las mismas. Estas se muestran a continuación en el Cuadro 3.5

Cuadro 3.5, Pequeñas Centrales

AGENTE DE MERCADO	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA MW
Arkapal, S.A.	Arkapal	Hidroeléctrica	0.6750
Café de Eleta, S.A.	Candela	Hidroeléctrica	0.5400
Empresas Melo, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica	0.3400
Empresas Melo, S.A.	Rio Indio	Hidroeléctrica	0.7330
Empresas Melo, S.A.	Canopo	Termoeléctrica	0.4000
	TOTAL		2.6880
	Total Termoeléctrico		0.400
	Total Hidroeléctrico		2.2880

. Fuente: ETESA. Revisión del Plan del Expansión 2011.

Auto Generadores

Se define como auto generador a la persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados; pero que puede vender excedentes a otros Agentes del Mercado.

La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) como el auto generador más grande del SIN, cuenta con una capacidad instalada de 216 MW, de los cuales un 27.8% corresponde a plantas hidroeléctricas y el 72.2% restante a plantas térmicas.

El objetivo de la ACP es mantener el buen funcionamiento del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en ofertar sus excedentes de energía y potencia. A continuación, se muestran en el cuadro 3.6 las unidades de generación de la ACP.

Cuadro 3.6, Unidades de Generación de la ACP.

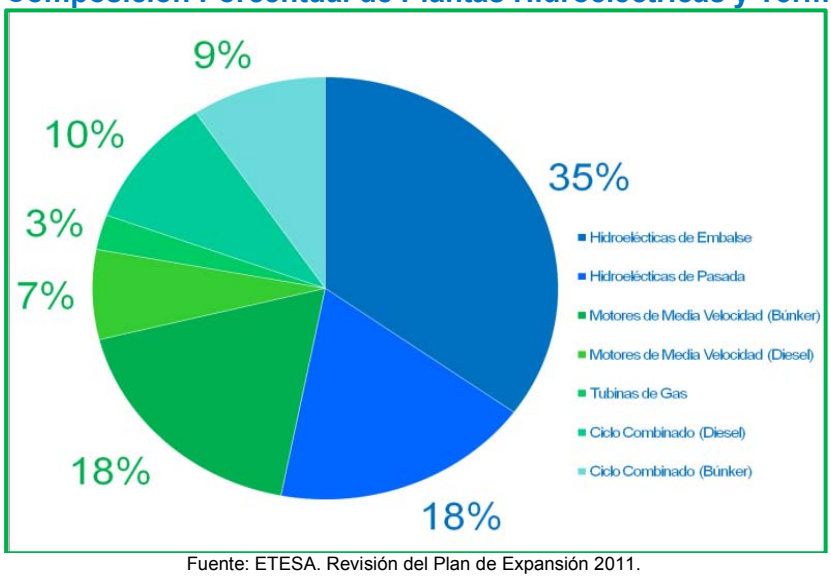
NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO	CAPACIDAD INSTALADA MW
Gatún-1	Hidroeléctrica	3
Gatún-2	Hidroeléctrica	3
Gatún-3	Hidroeléctrica	3
Gatún-4	Hidroeléctrica	5
Gatún-5	Hidroeléctrica	5
Gatún-6	Hidroeléctrica	5
Madden-1	Hidroeléctrica	12
Madden-2	Hidroeléctrica	12
Madden-3	Hidroeléctrica	12
Miraflores-1	Termoeléctrica (Gas)	10
Miraflores-2	Termoeléctrica (Gas)	10
Miraflores-3	Termoeléctrica (Vapor)	25
Miraflores-4	Termoeléctrica (Vapor)	39
Miraflores-5	Termoeléctrica (Gas)	18
Miraflores-6	Termoeléctrica (Reciprocante)	18
Miraflores-7	Termoeléctrica (Reciprocante)	18
Miraflores-8	Termoeléctrica (Reciprocante)	18
	Total (MW)	216

Tipo	Total	Porcentaje
Total Hidroeléctrica	60	27.78%
Total Termoeléctrica	156	72.22%

Fuente: ACP, Autoridad Del Canal de Panamá

De los 1,600 MW instalados en la República de Panamá sin tomar en cuenta las pequeñas centrales, 848 MW corresponden a plantas hidroeléctricas y 752 MW a plantas térmicas, lo que refleja una distribución porcentual de 53% y 47% respectivamente. En el Gráfico 3.1, se muestra la composición porcentual de ambos tipos de centrales en el sistema panameño.

Gráfico 3.1, Composición Porcentual de Plantas Hidroeléctricas y Termoeléctricas.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

CAPÍTULO 4, FUENTES Y SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA

Ante la necesidad de contar en el futuro con alternativas viables a causa de los aumentos de precio de los derivados pesados del petróleo por efecto directo del incremento y especulación del crudo y la necesidad de mantener un sistema hidro-térmico para evitar el racionamiento de energía durante los períodos de sequía causados por el fenómeno de "El Niño", es importante diversificar las fuentes de generación, incluyendo alternativas como pequeñas, micro y mini centrales hidroeléctricas, centrales eólicas, centrales térmicas de carbón y de gas natural.

Fuentes de Generación

Potencial Eólico

Una evaluación preliminar del recurso eólico en Panamá, elaborada en 1981, muestra que las áreas con mayores recursos están en la costa del Caribe y en los pasos de vientos a lo largo de la cordillera central. Los vientos alisios cruzan transversalmente Panamá, al igual que al vecino país Costa Rica, que a la fecha aprovecha en más de 116 MW, esta fuente de energía renovable.

En marzo del 2001, se presentaron los resultados del estudio "Desarrollo de la Energía Eólica en Panamá", auspiciado por el Fondo para el Medio Ambiente Global (FMAM) y administrado en Panamá por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).

Del estudio realizado se obtuvo datos eólicos medidos y analizados de seis sitios con potencial eólico a lo largo del istmo, la elaboración del mapa eólico nacional, el borrador de contrato de compra de energía para un parque eólico y la viabilidad técnica–económica y financiera de un proyecto en el sitio de Cerro Tute, Distrito de Santa Fe, Provincia de Veraguas.

El objetivo principal del Proyecto, consistió en la identificación de las barreras que impiden el desarrollo de la fuente eólica como parte de la oferta eléctrica en Panamá, y el diseño y la implementación de un plan estratégico que considere el proceso de reestructuración del subsector eléctrico con el de facilitar la penetración de esta fuente.

Además, se recomendó la instalación inicial en dos etapas de un parque eólico piloto de 18 MW de capacidad total, cuyas condiciones de infraestructura permitan ampliaciones de la capacidad, en razón de aprovechar el alto potencial de la zona seleccionada. El costo total de este proyecto se calculó en US$ 21 millones, utilizando 24 aerogeneradores de 750.0 KW a una altura de 45 metros de altura, con los cuales se esperaba lograr un total de 67.5 GWh con un factor de capacidad de 42.8 %.

En conclusión, bajo el supuesto que la capacidad de transmisión este-centro del país se duplicaría, el estudio concluyó que el potencial de recurso viento no limitaba la instalación de los parques eólicos y en consideración a las condiciones particulares del sistema eléctrico nacional, estimó que el máximo potencial aprovechable o en capacidad de integración a la red de transmisión se ubicaba entre los 100 y 300 MW.

Potencial Hidroeléctrico

Con base a la última re-evaluación realizada por ETESA, el potencial resultante de los mejores esquemas de aprovechamientos en las cuencas de los Ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo; la inclusión de los esquemas de proyectos micro, mini y medianos podemos indicar que el listado o catálogo de estudios hidroeléctricos cuenta con aproximadamente 180 proyectos que representan un potencial hídrico disponible inventariado de 3,040.3 MW. En el anexo 10 se pueden ver la topología de estos proyectos.

Es importante señalar que esta actualización permitió aumentar el catálogo de proyectos que conforman el potencial hídrico nacional en unos 651.17 MW.

Como datos relevantes de este inventario, podemos mencionar que el mismo comprende estudios de proyectos hidroeléctricos a nivel de reconocimiento con un potencial de 1,030.0 MW, y unos 2,010.2 MW en estudios de proyectos a nivel de pre-factibilidad, factibilidad y diseño.

Según el estudio realizado, el aprovechamiento hidroeléctrico sería de 1,169.0 MW en la cuenca del Río Changuinola, 369.6 MW en la cuenca del Río Santa María, 243.5 MW en la cuenca del Río San Pablo y 1258.8 MW, lo integran diversas cuencas a nivel nacional, en la que destaca la cuenca del Río Chiriquí Viejo.

Potencial Térmico
Turba

En 1985, con el apoyo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID), se localizó un depósito importante de turba de buena calidad y potencial, cerca de Changuinola, Provincia de Bocas del Toro en el noroeste de la República de Panamá.

El depósito de turba de Changuinola ocupa una zona de más 80 km^2 con un espesor promedio de 8 m. Del análisis de su geometría y composición, se estimó la cantidad del recurso de turba utilizable para combustible en alrededor de 118.0 millones de toneladas métricas (con un contenido de humedad de 35%).

Esta cantidad de turba es considerable, comparada con niveles mundiales. Es suficiente para abastecer de combustible a una planta de energía de 30 MW por un período de más de 30 años. En el cuadro 4.1 se presentan los resultados de las características físico-químicas del material.

Cuadro 4.1, Resultados de los Ensayos de la Turba.

Tipo de Turba	Juncia.hierba-helecho (pastos), especies del tipo sagitaria y otras, bosques pantanoso, ninfeáceas sagitaria (lirios de agua), rizoforo, en transición
Contenido de fibra	26% de fibra, 58% hémico, 16% sáprico (región central)
Carbón fijo	34% (promedio del peso seco)
Materia volátil	62% (promedio del peso seco)
Ceniza	4% (promedio del peso seco)
Materia orgánica	96% (promedio del peso seco)
Humedad	85% a 95% (variación aproximada)
Valor calorífico	10,000 Btu/lb(promedio en seco) / 8,824 a 11,310 Btu/lb variación
PH	3.5 a 4.8 variación aproximada en área central
Densidad del Total	0.1g/cm^3 (aprox.)
Contenido de madera	Despreciable
Absorbencia (Capacidad de retención de agua)	De 1400% a 2400% (aprox.)
Temperatura de fusión de la ceniza	2270 ºF temperatura inicial condiciones reductoras 2310 ºF temperatura inicial condiciones de oxidación 2640 ºF fluido condiciones reductoras 2670 ºF condiciones de oxidación

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

Combustibles Fósiles

En consideración a las directivas de la SNE de diversificar las fuentes de suministro de energía para producir electricidad, se contempla que en los análisis de los casos a desarrollar por ETESA, se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales y en su defecto a la utilización de fuentes energéticas no tradicionales en Panamá, como el gas natural y el carbón, utilizando la última tecnología para la mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes.

La alternativa de suministro con gas natural, debe ser enfocada y analizada a través de la concreción del gas natural licuado cuya infraestructura está estipulada a instalarse en la Provincia de Colón. ETESA prevé que esté en operación comercial a partir del año 2015.

La SNE sugiere evaluar la posibilidad de generación en base al carbón de la mina de Cerrejón, en La Guajira, Colombia.

Con respecto a la generación termoeléctrica convencional en base a combustibles derivados del petróleo como el Búnker y Diesel Oil, la SNE sugiere utilizar los escenarios de proyección más recientes de la EIA-DOE

Sistema de Generación Futura

Proyectos Eólicos

A la fecha, ETESA tiene conocimiento de que se han dado avances importantes de proyectos eólicos, los cuales ya han solicitado viabilidad de acceso a la red de transmisión. Estos proyectos son: Antón con 105.0 MW instalados, Toabré con 150.0 MW y el proyecto Penonomé de 336.0 MW. Todos ubicados en la Provincia de Coclé.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ha cancelado la licencia provisional otorgada a los promotores del Parque Eólico Santa Fe para la explotación, instalación y operación del proyecto. Por este motivo, el Parque Eólico Santa Fe, no se ha tomado en consideración para el presente Plan Indicativo de Expansión de Generación.

Turba

Al no existir al presente, ningún proyecto vigente con la disponibilidad de información técnica y económica para el desarrollo del proyecto y basado en los criterios establecidos por la SNE a través de la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011, se omite la inserción de este recurso, como fuente de generación eléctrica a considerarse en este estudio.

Proyectos Hidroeléctricos

En el marco de la Ley No. 6 de febrero de 1997, se establece que la ASEP, tiene la facultad de otorgar concesiones de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos.

Aún cuando se analizaron diversos proyectos que cuentan con concesión, muchos no fueron tomados en cuenta para el estudio, debido a que no tenían la conducencia de aguas de la ANAM, o porque los promotores no entregaran la información completa que permitiera caracterizar y modelar el proyecto.

Dada la nueva disposición de la ASEP de retirar las concesiones a aquellos promotores que por una razón u otra se hayan retrasado significativamente en el inicio de la construcción de sus respectivos proyectos, no aparecen consideradas aquellos proyectos que mantienen esta situación. En consecuencia, el catálogo de proyectos hidroeléctricos, solamente incluye aquellos proyectos con estudios a nivel de reconocimiento, pre-factibilidad, factibilidad o que efectivamente se encuentran en construcción.

En consenso la SNE, ASEP y ETESA, determinaron cuáles y a partir de qué fecha los proyectos candidatos cuentan con posibilidades reales de incorporarse al sistema de generación. El Cuadro 4.2 muestra las características generales y año de entrada de los proyectos hidroeléctricos candidatos considerados en la actualización del Plan Indicativo de Generación 2011.

Cuadro 4.2, Proyectos Hidroeléctricos Considerados.

PROYECTO	TIPO DE PLANTA	AGENTE PROMOTOR	CAPACIDAD INSTALADA MW	POTENCIA FIRME MW	ENERGIA PROM. ANUAL GWh	COSTO FIJO O&M $/KW-Año	COSTO DE CONSTRUCCION $/KW	PUNTO DE CONEXIÓN AL SIN
Lorena	Filo de Agua	Alternegy, S.A.	33.80	30.62	168.62	5.00	3478.11	S/E Gualaca
Los Planetas 1	Filo de Agua	Altos de Francoli S.A.	4.76	0.91	30.00	5.00	3259.73	S/E Mata de Nance
Pedregalito	Filo de Agua	Generadora Pedregalito, S.A.	20.00	5.25	100.00	5.00	2250.00	S/E Boquerón
Bajo de Mina	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A.	56.00	20.07	265.60	5.00	2678.57	S/E Baitún
Chan I [1]	Filo de Agua	AES Changuinola	222.46	175.33	1046.50	5.00	2813.99	S/E Chan 75 [2]
Pedregalito 2	Filo de Agua	Generadora Río Chico S.A.	13.00	3.22	55.60	5.00	2961.54	S/E Boquerón
Prudencia	Filo de Agua	Alternegy, S.A.	56.00	50.09	273.15	5.00	3478.21	S/E Valle
El Fraile	Filo de Agua	Hidroibérica, S.A.	5.47	1.50	32.00	5.00	2500.91	S/E Llano Sanchez
Baitún	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A.	88.70	31.09	406.40	5.00	2254.79	S/E Progreso
La Huaca	Filo de Agua	Hidronorth Corp.	5.05	0.17	24.63	5.00	2500.99	S/E Llano Sanchez
Las Perlas Norte	Filo de Agua	Las Perlas Norte, S.A.	10.00	2.46	65.70	5.00	2500.00	S/E Boquerón
Gualaca	Filo de Agua	Bontex, S.A.	25.20	23.04	126.55	5.00	3478.17	S/E Guasquitas
Las Perlas Sur	Filo de Agua	Las Perlas Sur, S.A.	10.00	2.46	65.70	5.00	2501.00	S/E Boquerón
Mendre 2	Filo de Agua	Electro Generadora del Istmo S.A.	8.00	1.56	38.68	5.00	2501.25	S/E Caldera
Cochea	Filo de Agua	Generadora Alto Valle, S.A.	12.50	2.20	57.50	5.00	2880.00	S/E Caldera
Bajo de Totumas	Filo de Agua	Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	5.00	1.50	nd	5.00	2500.00	S/E Boquerón
Caldera	Filo de Agua	Caldera Power Inc.	4.00	1.20	15.90	5.00	2200.00	S/E Caldera
RP-490	Filo de Agua	Hidro Piedra, S.A.	9.95	2.98	55.04	5.00	4021.31	S/E Boquerón
Bajo Frío	Filo de Agua	Fountain Intertrade Corp.	56.00	16.51	250.00	5.00	2946.43	S/E Progreso
Monte Lirio	Filo de Agua	Electron Investment	51.65	32.38	288.00	5.00	2400.00	S/E Dominical
Pando	Filo de Agua	Electron Investment	32.00	25.13	174.00	5.00	2400.00	S/E Dominical
Tizingal	Filo de Agua	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	4.64	2.55	33.30	5.00	2500.54	S/E Boquerón
El Síndigo	Filo de Agua	Los Naranjos Overseas, S.A.	10.00	3.00	48.00	5.00	2500.00	S/E Caldera
San Andres	Filo de Agua	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	9.00	2.54	38.00	5.00	2500.00	S/E Progreso
Remigio Rojas	Filo de Agua	Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	8.60	2.58	37.60	5.00	2243.02	S/E Boquerón
Bonyic	Filo de Agua	Hidroecológica del Teribe, S.A.	31.00	22.22	156.00	5.00	2322.58	S/E Changuinola
El Alto	Filo de Agua	Hydro Caisán, S.A.	68.00	22.14	260.00	5.00	2250.00	S/E Dominical
Cañazas	Filo de Agua	Natural Power & Resources, S.A.	5.94	0.68	27.17	5.00	2500.00	S/E San Bartolo [3]
La Laguna	Filo de Agua	Reforestadora Cañazas, S.A.	9.30	2.79	46.34	5.00	2634.41	S/E San Bartolo [3]
Las Cruces	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	9.17	2.75	42.00	5.00	2616.09	S/E San Bartolo [3]
Los Estrechos	Filo de Agua	Hidroeléctrica Los Estrechos S.A.	10.00	30.00	44.40	5.00	2700.00	S/E San Bartolo [3]
Ojo de Agua	Filo de Agua	Estrella del Sur, S.A.	6.46	1.94	nd	5.00	2541.43	S/E Llano Sanchez
San Bartolo	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	15.25	4.57	69.65	5.00	2180.24	S/E San Bartolo [3]
Santa Maria 82	Filo de Agua	Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	25.60	7.68	91.27	5.00	2236.72	S/E Llano Sanchez
Los Planetas 2	Filo de Agua	Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	3.73	1.12	nd	5.00	2098.20	S/E Mata de Nance
San Lorenzo	Filo de Agua	Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	8.40	1.33	40.48	5.00	3083.33	S/E Mata de Nance
Burica	Filo de Agua	Hidro Burica, S.A.	50.00	15.00	81.27	5.00	2800.00	S/E Progreso
Potrerillos	Filo de Agua	Fuerza Hidráulica del Caribe, S.A.	4.17	1.25	27.21	5.00	1999.52	S/E Caldera
Barro Blanco	Filo de Agua	Generadora del Istmo S.A.	28.84	10.92	124.83	5.00	3398.06	S/E Barro Blanco [4]
Tabasará II	Embalse	Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.	34.53	11.90	148.50	5.00	2249.93	S/E Veladero
Chan II	Embalse	AES Changuinola	214.00	150.38	1053.00	5.00	2570.09	S/E Chan 75 [2]

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

nd Dato no disponible
[1] Los datos para el proyecto de Chan I, incluyen a la Mini Hidro.
[2] Secciona línea 230-20
[3] Secciona línea 230-14
[4] Secciona línea 230-6A

Proyectos Termoeléctricos

El catálogo de plantas generadoras térmicas, consideradas para su inclusión en el Plan de Expansión, comprende a centrales cuyas tecnologías son las más atractivas en el mercado actualmente y a los proyectos termoeléctricos en desarrollo con licencia vigente de explotación otorgada por la ASEP o con contratos de suministro, recientemente acordados con las distribuidoras. El tamaño adecuado de las unidades se selecciona bajo criterios relacionados con la estabilidad del sistema. El Cuadro 4.3 presenta las características generales de los proyectos térmicos

candidatos contemplados en este estudio.

Cuadro 4.3, Proyectos Térmicos Candidatos.

PROYECTOS DE EXPANSIÓN	CAPACIDAD INSTALADA MW	RENDIMIENTO	COMBUSTIBLE UTILIZADO	COSTO DE O & M		COSTO DE CONSTRUCCIÓN $/kW
				FIJO $/kW-Año	VARIABLE $/MWh	
Motor de Media Velocidad	50	52 Gal/MWh	Búnker C	46.86	3.4	1,500.0
Motor de Media Velocidad	100	55.05 Gal/MWh	Búnker C	47.05	7.5	1,000.0
Ciclo Combinado	150	57.97 Gal/MWh	Diesel	35.87	2.4	1,300.0
Ciclo Combinado	250	54.35 Gal/MWh	Diesel	38.63	2.1	1,200.0
Ciclo Combinado	100	219.31 m^3/MWh	Gas Natural	35.87	2.0	2,240.0
Ciclo Combinado	150	219.31 m^3/MWh	Gas Natural	30.35	1.8	2,033.0
Ciclo Combinado	200	204.7 m^3/MWh	Gas Natural	30.35	1.7	2,000.0
Ciclo Combinado	250	204.7 m^3/MWh	Gas Natural	30.35	1.7	1,850.0
Turbina de Gas	50	292.42 m^3/MWh	Gas Natural	8.58	2.1	980.0
Turbina de Gas	100	277.8 m^3/MWh	Gas Natural	7.36	1.8	930.0
Turbina de Gas Diesel	100	72.46 Gal/MWh	Diesel	9.81	2.4	900.0
Carbón 150	150	0.51 Ton/MWh.	Carbón	68.99	4.5	1,800.0
Carbón 250	250	0.39 Ton/MWh.	Carbón	64.39	4.2	1,650.0

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011. Costos Típicos de Plantas Térmicas.

CAPÍTULO 5, METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

El estudio se realizó para un horizonte de 15 años (2011-2025), más un período de extensión de un (1) año para estabilizar los efectos terminales de los embalses. La hidrología fue tratada de manera estocástica a partir de los registros históricos de caudales para un período de 42 años (1957-1998). Se utilizaron dos escenarios de demanda: el escenario de crecimiento medio de demanda, con tasas de crecimiento anual de 5.82% en energía y 5.70% en potencia; y el escenario de crecimiento alto de demanda, con tasas de crecimiento anual de 6.03% y 5.78%. A partir de éstos, se realizaron varias simulaciones con el fin de obtener un plan de expansión de mínimo costo que considera diversas tecnologías como alternativas de expansión del sistema de generación.

Para obtener el cronograma de expansión de mínimo costo se utilizó el modelo OPTGEN. Posteriormente, se simuló con el modelo Stochastic Dual Dynamic Programming (**SDDP**), la operación del sistema para cada uno de los planes derivados del OPTGEN. La simulación del despacho se utiliza para validar el criterio de confiabilidad, además de obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho que se incluyen en la descripción y el análisis de los resultados obtenidos con cada plan.

Para realizar el análisis que abarca este estudio, se utiliza el modelo SDDP en modo operativo *Coordinado*. En el Cuadro 5.1 se presentan los parámetros de las corridas SDDP. Cabe anotar que cuando se hacen análisis de sistemas interconectados, existen tres modos operativos para el SDDP: *Autónomo* (cada sistema se optimiza por separado), *Integrado* (se optimiza el despacho de todos los sistemas interconectados) y *Coordinado* (se optimiza cada sistema por separado y en la fase de simulación se toman en cuenta intercambios económicos con los países vecinos). Debido a la forma en que está estructurado el Mercado Eléctrico Regional (MER), es necesario utilizar el modo *Coordinado* del modelo. Adicionalmente, se consideraron los límites de intercambio entre los diferentes países antes y después del inicio de operaciones del proyecto SIEPAC.

Cuadro 5.1, Parámetros de las Corridas SDDP.

Descripción	Valor
Sistemas	Panamá Costa Rica Nicaragua Honduras El Salvador Guatemala
Objetivo del Estudio	Politica Operativa
Tipo de Estudio	Coordinado
Tamaño de la Etapa	Meses
Caudales	Series sinteticas
Programa de Mantenimiento	Representado
Configuracion	Dinamica
Representacion de la Red Eléctrica	Sin Red Solo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2011
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	50
Número de Discretaciones	15
Numero de Bloques de Demanda	5
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12
Costo de Deficit (US $ / MWh)	1850.00

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

En este análisis operativo se contempló la utilización de los planes de expansión nacionales aprobados

por cada uno de los países de la región. Estos cronogramas de expansión se presentan en el Cuadro 5.2. También se consideró el inicio de operaciones de todos los tramos que componen el primer circuito del proyecto SIEPAC, en base al último cronograma del mismo.

Cuadro 5.2, Planes de Expansión de Centroamérica.

Años	Costa Rica		Nicaragua		El Salvador		Honduras		Guatemala	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2011	Garabito Alquiler Barranca Pirris Pailas	200 -90 128 35	San Jacinto	36			Pequeñas hidro Ceiba	4.8 -26.6	palo viejo	80
2012	Colima Valle Central Toro 3	-14 15 49	San Jacinto Eolo Pastasma Blue Power	36 37 12 40			Eolico	100	santa teresa las palmas 2	19.4 80
2013	Cachi Chachi 2	-150 158	Larreynaga	17	eolica progelca berlin V Cerron Grande	5 100 30 86	Pequeñas hidro	4.6	san cristobal	19
2014	Capulin Chucas Torito	49 50 50	Tumarin Managua 3 Managua 4 -5 nicaragua 1 nicaragua 2	250 -40 -10 -50 -50	Fonseca* el chaparral Cutuco 5 de Nov	250 66 525 80	Ceshsa Pequeñas hidro Lufussa Elcosa	150 6.2 -70.5 -80	Santa Rosa	90
2015	BOT eolico	50	Boboke Geo 35MW Salto YY Momotombo	70 35 24.8 -31			Pequeñas hidro Amp. Cajon La Puerta Hitachi La Puerta General	8.3 75 -18 -15	Jagua Energy	300
2016	Reventazon / (mini)	314	Copalar Bajo	150	El Cimarron	261	Carbon Llanitos Jicatuyo	150 98 173		
2017			Tipitapa	-51			Tablon	20		
2018	Diquis / (mini)	631	Geo 20MW Eolico	20 40			MMV Carbon Lufussa 3 Enersa (Amp)	400 200 210 230		
2019					Rio Paz	137	MMV Emce 2 Lufussa 2	200 60 80		
2020			Geo 25MW	25	el tigre	704	Carbon	100		
2021	Hidro Proy 4									
2022			Geo 25MW	25						
2023	Geo Proy 1 Geo Proy 2 Geo Proy 3 Geo Proy 4 Savagre	35 35 35 35 160	El Carmen	100						
2024										
2025	Hidro Proy 3 Eolico Proy 2 Pacuare	50 50 167								

Fuente: Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica. GTPIR.

CAPÍTULO 6, PLANES DE EXPANSIÓN DE DEMANDA MEDIA

Casos de Demanda Media

Los planes de expansión analizados en esta sección consideran el escenario de crecimiento de la demanda medio o moderado. Las propuestas de expansión consideradas incluyen proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos de similar tecnología a las existentes en el sistema, así como proyectos que utilizan carbón, proyectos eólicos y gas natural licuado. Igualmente, se contempla la ampliación de la capacidad de intercambio con la región centroamericana producto del inicio de operación del proyecto SIEPAC.

Para el año 2011 análisis de los casos de demanda media se presenta un plan de corto plazo de cuatro años que no será modificado en ninguno de los casos de estudio.

Cuadro 6.1, Plan de Expansión de Corto Plazo.

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA		Hidro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ% MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada Actual				1942.18
	Mar			Lorena	33.80					
	Mar			Los Planetas 1	4.50					
	Abr			BLM (Conversión Carbón)	120*			120*		
	Abr			Pedregalito	20.00					
2011	Jul	1,323.6	5.3	Bajo de Mina	56.00	411			411	2353
	Ago			Chan I	222.46					
	Sep			Pedregalito 2	13.00					
	Sep			Prudencia	56.00					
	Dic			El Fraile	5.47					
	Mar			Baitún	88.70					
	Abr			La Huaca	5.05					
	May			Las Perlas Norte	10.00					
2012	Jun	1,323.6	5.3	Gualaca	25.20	159			159	2513
	Jun			Las Perlas Sur	10.00					
	Jun			Mendre 2	8.00					
	Nov			Cochea	12.50					
	Ene			Bajos de Totuma	5.00					
	Ene			Caldera	4.00					
	Ene			Eólico I	150.00		150			
	Feb			RP - 490	9.95					
	May			Bajo Frío	56.00					
	May			Monte lirio	51.65					
2013	May	1,494.0	6.3	Pando	32.00	290			440	2953
	Jun			TERRA 4 - TIZINGAL	4.64					
	Jul			El Síndigo	10.00					
	Ago			San Andrés	9.00					
	Oct			Remigio Rojas	8.60					
	Dic			Bonyic	31.30					
	Dic			El Alto	68.00					
	Ene			Cañazas	5.94					
	Ene			La Laguna	9.30					
	Ene			Las Cruces	9.17					
	Ene			Los Estrechos	10.00					
	Ene			Ojo de agua	6.46					
2014	Ene	1,494.0	6.3	San Bartolo	15.25	148			148	3101
	Abr			Santa Maria 82	25.60					
	Ago			Los Planetas 2	3.73					
	Ago			San Lorenzo	8.40					
	Dic			Burica	50.00					
	Dic			Potrerillos	4.17					
				Total Instalado por Tipo »MW«		1009	150	0		

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

REGMHTCB11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que generan a base de carbón a partir del 2015. Como resultado de esta corrida se obtiene el Plan Indicativo de Generación de Largo Plazo que se presenta en el Cuadro 6.2

Cuadro 6.2, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGMHTCB11

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA		Hidro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada en el Periodo Fijo				3101
2015	Ene	1,584.6	6.1	Barro Blanco	28.84	29			29	3130
2016	Abr Dic	1,677.7	5.9	Tabasará II Chan II	34.53 214.00	249			249	3378
2017	Ene	1,775.1	5.8							
2018	Ene	1,880.3	5.9	Carbón A	250.00			250	250	3628
2019		1,982.0	5.4							
2020	Ene	2,101.6	6.0	Carbón B	250.00			250	250	3878
2021		2,211.8	5.2							
2022	Ene	2,326.9	5.2	Carbón C	250.00			250	250	4128
2023	Ene	2,450.3	5.3	Carbón D	250.00			250	250	4378
2024		2,589.0	5.7							
2025		2,729.7	5.4							
				Total Instalado por Tipo »MW«		277	0	1000		

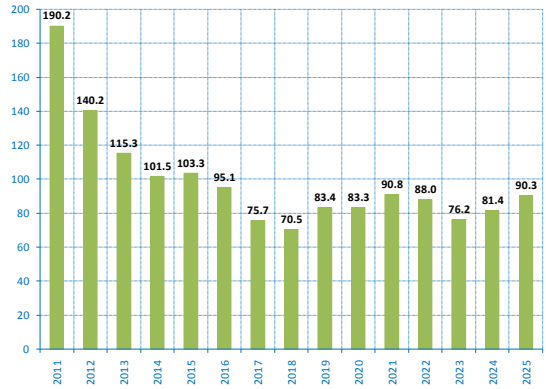
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

El PIGEN presenta una adición de 2436 MW, de los cuales 1286 MW corresponden a plantas hidroeléctricas, 1000 MW en plantas térmicas y 150 MW con plantas eólicas totalizando 2436 MW al final del horizonte de estudio. Se obtienen una distribución porcentual de 52.8% hidro, 41.05% térmica y 6.15% eólica. Tomando en cuenta la potencia instalada actualmente, el resultado sería de 4378 MW, lo cual duplicaría la oferta con respecto a la demanda proyectada para todo el período de estudio.

Costo de Inversión = 2,623.1 M$
Costo Operación = 1,867.8 M$
Costo de Déficit = 0.4 M$
Costo Total = 4,491.3 M$.

El resultado de los costos marginales del sistema (CMS) se presenta en el gráfico 6.1 donde se aprecia una tendencia a la baja entre los años 2011 y 2018, debido a la entrada de proyectos hidroeléctricos (1,686.2 MW) y una planta eólica de 150 MW de capacidad instalada en el año 2013. Estas por tratarse de plantas de generación renovables, tienen un impacto importante en la reducción del CMS, además que contribuyen a reducir afectaciones que se pudiesen presentar por los cambios drásticos y constantes del precio del combustible.
En el año 2012 el costo marginal del sistema disminuye en 26.3% debido a la entrada en operación de 159.5 MW de proyectos hidros de pasada y la incorporación en el segundo semestre del año 2011 del proyecto Chan I de 222.5 MW.

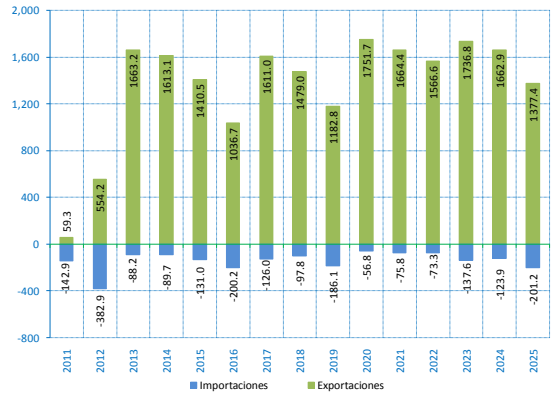
Gráfico 6.1, Costo Marginal de Demanda de Panamá del Caso REGMHTCB11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

La entrada de dichos proyectos además de disminuir el CMS tiende a aumentar los intercambios a partir de la entrada del proyecto SIEPAC, ya que presentaríamos una oferta más económica en comparación con otros países lo cual consolida a Panamá como un país exportador de energía como se muestra en el gráfico 6.2.

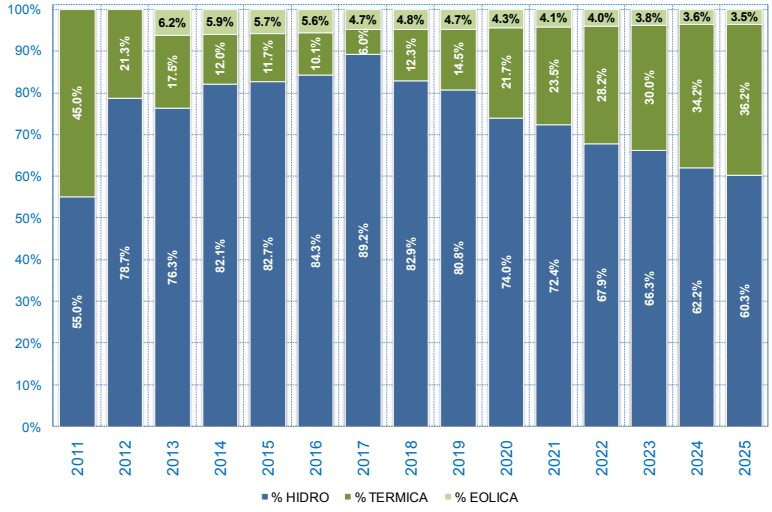
Gráfico 6.2, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

En el gráfico 6.3 se puede apreciar la participación de la generación hidro, térmica y eólica, dando como resultado durante todo el horizonte un mayor aporte hidro, lo cual impacta directamente en el CMS. Nótese que el inicio de operación del proyecto hidroeléctrico Chan II en el año 2017 incrementa la participación hidráulica hasta un 89%.

Gráfico 6.3, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11.



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCBEO11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón a partir del 2015, además fuentes de generación eólica a partir del año 2014. Como resultado de esta corrida se obtiene el Plan Indicativo de Generación de Largo Plazo que se presenta en el cuadro 6.3

Cuadro 6.3, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGMHTCBEO11.

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA		Hidro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada en el Periodo Fijo =				3101
2015	Ene Ene	1,584.6	6.1	Barro Blanco Eólico II	28.84 40.00	29	40		69	3170
2016	Abr Dic	1,677.7	5.9	Tabasará II Chan II	34.53 214.00	249			249	3418
2017	Ene	1,775.1	5.8	Eólico III	80.00		80		80	3498
2018	Ene	1,880.3	5.9	Carbón A	250.00			250	250	3748
2019	Ene	1,982.0	5.4	Eólico IV	120.00		120		120	3868
2020	Ene	2,101.6	6.0	Carbón B	250.00			250	250	4118
2021		2,211.8	5.2							
2022	Ene	2,326.9	5.2	Carbón C	250.00			250	250	4368
2023	Ene	2,450.3	5.3	Carbón D	250.00			250	250	4618
2024		2,589.0	5.7							
2025		2,729.7	5.4							
				Total Instalado por Tipo »MW«		277	240	1000		

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

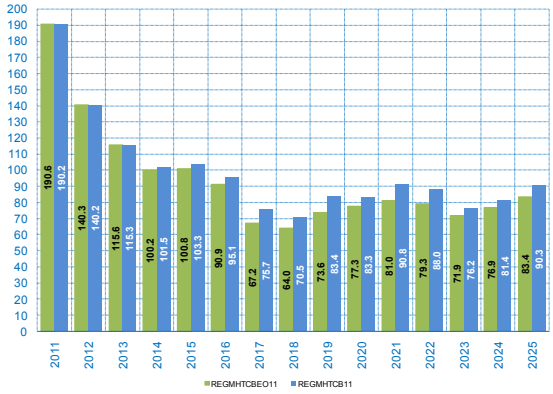
El cronograma de expansión obtenido para este caso es similar al caso anterior en cuanto a las fechas y proyectos hidro y térmicos presentes, con la única diferencia que al tener plantas eólicas candidatas, estas son despachadas en los años 2015, 2017 y 2019 con 40 MW, 80 MW, y 120 MW respectivamente, llegando a tener al final del horizonte 390MW instalados de este tipo de tecnología. Con este cambio se tendrían 1286 MW en plantas hidráulicas, 1000 MW en plantas térmicas, y se aumenta el porcentaje de instalación eólica de 6.5% a 8.44%.

Costo de Inversión = 2,742.4 M$
Costo Operación = 1,753.4 M$
Costo Déficit = 0.5 M$
Costo Total = 4,496.3 M$.

El costo de inversión de este caso es mayor que el del caso REGMHTCB11 por la entrada de 3 proyectos eólicos, pero el costo de inversión baja, ya que dichos proyectos tienen costos operativos relativamente bajos.

Debido a la incorporación de 240 MW adicionales de proyectos eólicos a partir del año 2015, el CMS muestra una disminución con respecto a los CMS que arroja el caso REGMHTCB11. Este comportamiento puede apreciarse en el gráfico 6.4.

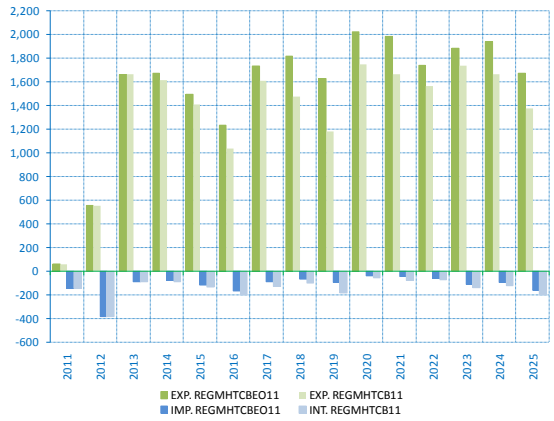
Gráfico 6.4, Costos Marginales de Panamá del Caso REGMHTCBEO11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

La reducción del CMS de Panamá, hace aún más competitiva en precio la energía del país en comparación con los países Centroamericanos, por lo tanto se ve un aumento en los intercambios. Dicho comportamiento se muestra en el gráfico 6.5

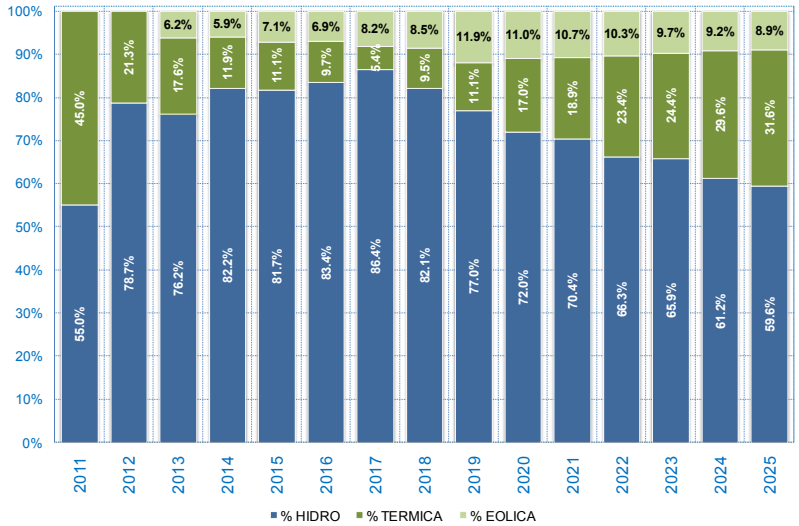
Gráfico 6.5, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCBEO11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

En el gráfico 6.6 se muestra la participación hidro, térmica y eólica. Se puede apreciar claramente el aumento en la generación eólica. Con respecto al caso REGMHTCB11.

Gráfico 6.6, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCBEO11.



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTTLA11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón a partir del 2015, además fuentes de generación eólica a partir del año 2014 y de gas natural a partir del años 2015. Como resultado de esta corrida se obtiene el Plan Indicativo de Generación de Largo Plazo que se presenta en el cuadro 6.4

Cuadro 6.4, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGMHTTLA11.

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA		Hidro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada Actual =				3101
2015	Ene	1,584.6	6.1	Barro Blanco	28.84	29	40	200	269	3370
	Ene			Eólico II	40.00					
				CCGNTCOL**	158.00					
				CCGNTBLM**	150.00					
	Ene			CC GNL 200	200.00					
2016	Abr	1,677.7	5.9	Tabasará II	34.53	249			249	3618
	Dic			Chan II	214.00					
2017	Ene	1,775.1	5.8	Eólico III	80.00		80		80	3698
2018	Ene	1,880.3	5.9	CC GNL 250 A	250.00			250	250	3948
2019	Ene	1,982.0	5.4	Eólico IV	120.00		120		120	4068
2020	Ene	2,101.6	6.0	CC GNL 250 B	250.00			250	250	4318
2021	Ene	2,211.8	5.2							
2022	Ene	2,326.9	5.2	CC GNL 250 C	250.00			250	250	4568
2023	Ene	2,450.3	5.3							
2024	Ene	2,589.0	5.7							
2025	Ene	2,729.7	5.4	CC GNL 100	100.00			100	100	4668
				Total Instalado por Tipo »MW«		1286	240	1050		

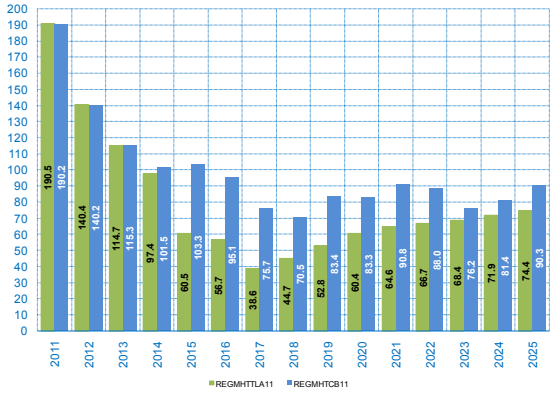
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.
** Conversión de los CC BLM y Termo Colon a Gas, no representa adición de capacidad.

La implementación de GNL introduciría un cambio importante en la matriz energética del país, abaratando el CMS, lo que lograría mayor competitividad del parque de generación, un aumento en los intercambios y a la vez haciendo más eficiente el plantel térmico existente con la incorporación del GNL con la adecuación de los ciclos combinados de Termocolón y BLM.

Costo de Inversión = 2862.0 M$,
Costo de Operación = 1,771.7 M$
Costo de déficit = 0.3 M$
Costo Total = 4,634.0 M$.

En el gráfico 6.7 se muestra el comportamiento que tendría el CMS en comparación con el caso REGMHTCB11, dando como resultado una disminución a partir de la entrada de las plantas de gas del 41.5% en el año 2015.

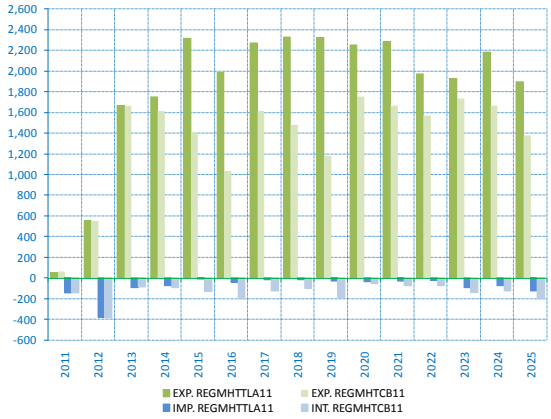
Gráfico 6.7, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTTLA11.



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2011.

Debido a esto la oferta de energía de Panamá sería más atractiva para los países de Centroamérica aumentando así las exportaciones, como se puede apreciar en el gráfico 6.8.

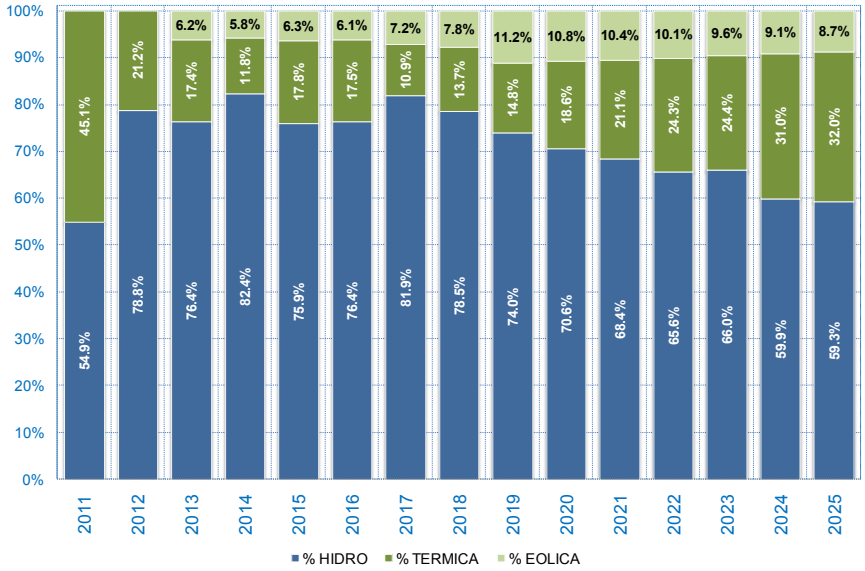
Gráfico 6.8, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTTLA11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

La exportación de energía se incrementa en un 64.2% en comparación al caso REGMHTCB11 a partir del año 2015, debido a la entrada en operación las unidades de GNL. El sistema de generación de Panamá presenta una oferta energética atractiva básicamente debido a que en el resto de la región centroamericana no se considera la adición de unidades térmicas a base de gas. Los valores de intercambio de energía se muestran en el gráfico 6.9

Gráfico 6.9, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTTLA11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Análisis de las Sensibilidades

Con el fin de estudiar el comportamiento que tendría el sistema en caso de darse inconvenientes como el atraso en la construcción de los proyectos hidráulicos, aumento de la demanda o el combustible u otras situaciones que podrían afectar la entrada en operación en las fechas previstas de los proyectos que se consideran importantes o sensitivos para el sistema; se procedió a realizar las debidas simulaciones que muestran el impacto que pudiese producir en el sistema, de cumplirse estos inconvenientes en el desarrollo y posterior puesta en marcha de los proyectos de generación. Dichas sensibilidades se muestran en el cuadro 6.5 donde se aprecian las fechas que se consideran para cada una de las sensibilidades que forman parte de estos análisis.

Cuadro 6.5, Sensibilidades Analizadas.

Año	Proyecto	CASO BASE	SENSIBILIDADES A	B	C	D	E	F	F
2011	Lorena	Mar						PROYECCION DE COMBUSTIBLE ALTO	PROYECCION DE DEMANDA ALTA
	Los Planetas 1	Mar							
	BLM (Conv. Carbón)	Abr							
	Pedregalito	Abr							
	Bajo de Mina	Jul							
	Chan I	Ago	**Feb-12**						
	Pedregalito 2	Sep							
	Prudencia	Sep							
	El Fraile	Dic							
2012	Baitún	Mar		**Sep-12**					
	La Huaca	Abr							
	Las Perlas Norte	May							
	Gualaca	Jun							
	Las Perlas Sur	Jun							
	Mendre 2	Jun							
	Cochea	Nov							
2013	Bajos de Totuma	Ene							
	Caldera	Ene							
	Eólico I	Ene				**Ene-14**			
	RP - 490	Feb							
	Bajo Frío	May							
	Monte lirio	May							
	Pando	May							
	TERRA 4 - TIZINGAL	Jun							
	El Síndigo	Jul							
	San Andrés	Ago							
	Remigio Rojas	Oct							
	Bonyic	Dic							
	El Alto	Dic							
2014	Cañazas	Ene			**Ene-15**				
	La Laguna	Ene			**Ene-15**				
	Las Cruces	Ene			**Ene-15**				
	Los Estrechos	Ene			**Ene-15**				
	Ojo de agua	Ene							
	San Bartolo	Ene			**Ene-15**				
	Santa Maria 82	Abr							
	Los Planetas 2	Ago							
	San Lorenzo	Ago							
	Burica	Dic							
	Potrerillos	Dic							
2015	Barro Blanco	Ene							
2016	Tabasará II	Abr							
	Chan II	Dic					**Dic-17**		

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11A

Atraso en la entrada en operación del proyecto CHAN I (6 meses) a febrero de 2012.

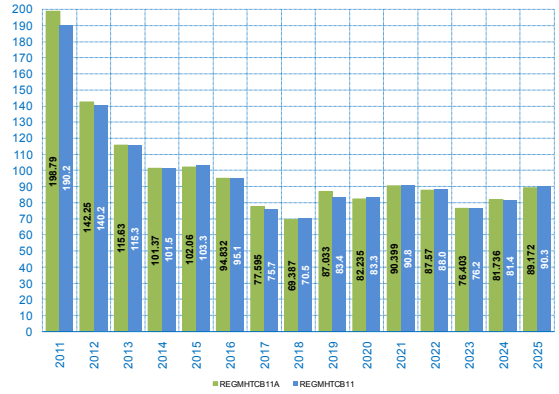
Para desarrollar este proyecto, se aprovechan las aguas del río Changuinola las cuales permitirán la instalación de una potencia nominal de 222.5 MW y una producción de energía promedio anual de aproximadamente 1,046.5 GWh, por lo tanto la capacidad energética del proyecto representa el 14.32% con respecto al consumo total del sistema en el año 2010. Por considerarse este uno de los proyectos más grande a incorporarse al plantel de generación del sistema en los últimos años, se estudia el impacto en que tendría en el sistema de darse un atraso de 6 meses en la entrada en operación.

Costo de Inversión = 2,633.3 M$,
Costo de Operación = 1,948.4 M$
Costo de Déficit = 0.04 M$
Costo Total = 4,582.1 M$.

Como resultado de esta sensibilidad se observa un aumento aproximado de 70.3 M$ en el costo operativo en el año 2011, ya que se despacharía durante los seis meses de atraso de entrada en operación del proyecto Chan I energía con fuentes térmicas. Es decir la generación térmica durante este período se incrementa en un 12%.

En el gráfico 6.10 se muestra el comportamiento del CMS en este caso donde se muestra un aumento de 8.6 $/MWh en el primer año. El CMS se estabiliza con el reingreso del proyecto Chan I a partir de enero del 2012 para los siguientes años del estudio.

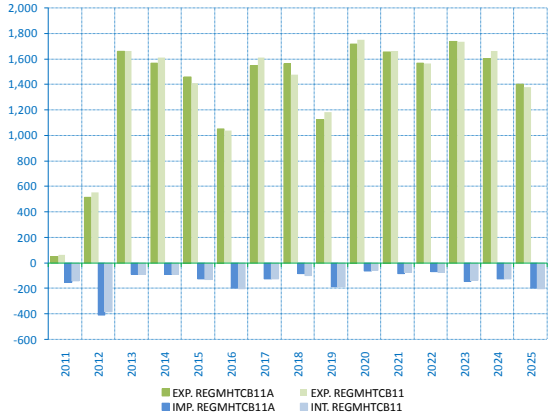
Gráfico 6.10, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11A.



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2011.

Por otra parte los intercambios con Costa Rica para el año 2011, no reflejan niveles de variación importantes, ya que la diferencia con respecto al caso REGMHTCB11 es que el atraso del proyecto Chan I conlleva a 10.0 GWh de importación de energía. El gráfico 6.11 muestra la comparación de los intercambios entre el caso REGMHTCB11 y la sensibilidad REGMHTCB11A.

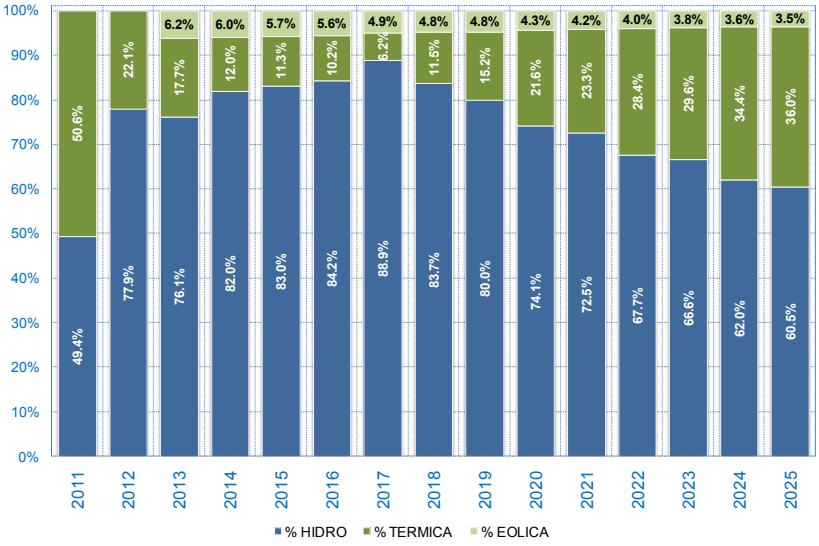
Gráfico 6.11, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11A.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

El gráfico 6.12 muestra la participación porcentual por tipo de tecnología en la sensibilidad REGMHTCB11A.

Gráfico 6.12, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11A.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11B

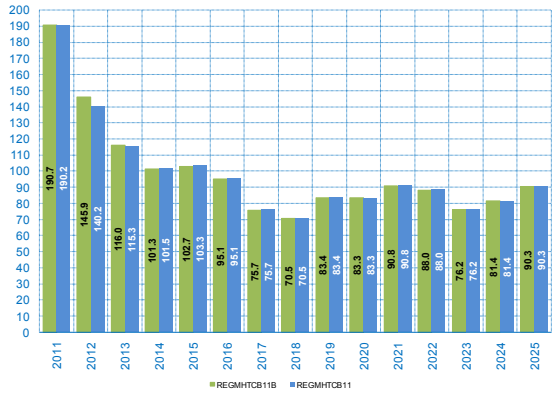
Atraso de la entrada en operación del proyecto Baitún (6 meses) a septiembre 2012.

El proyecto Baitún la cual tendrá una capacidad 88.7MW, consiste en la construcción de una central hidroeléctrica de pasada sobre el río Chiriquí Viejo e inyectará anualmente aproximadamente 406.4 GWh promedio, una vez se integre a la capacidad instalada del sistema.

Costo de Inversión = 2,629.3 M$,
Costo de Operación = 1,889.9 M$
Costo de Déficit = 0.4 M$
Costo Total = 4,519.6 M$.

El gráfico 6.13 muestra un incremento de 5.7 $/MWh del CMS de no entrar este proyecto en la fecha prevista en el año 2012.

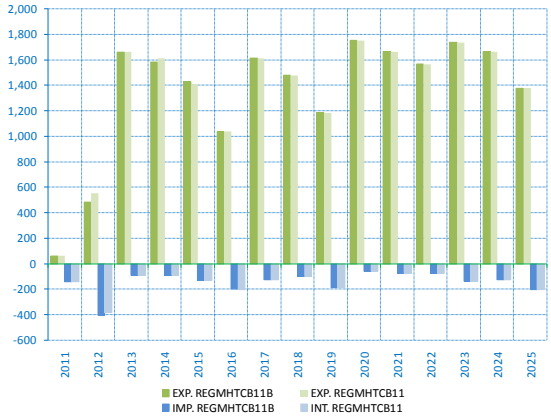
Gráfico 6.13, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11B.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Los intercambios de energía no presentan cambios considerables en el año 2012, debido al retraso de este proyecto como se muestra en el gráfico 6.14.

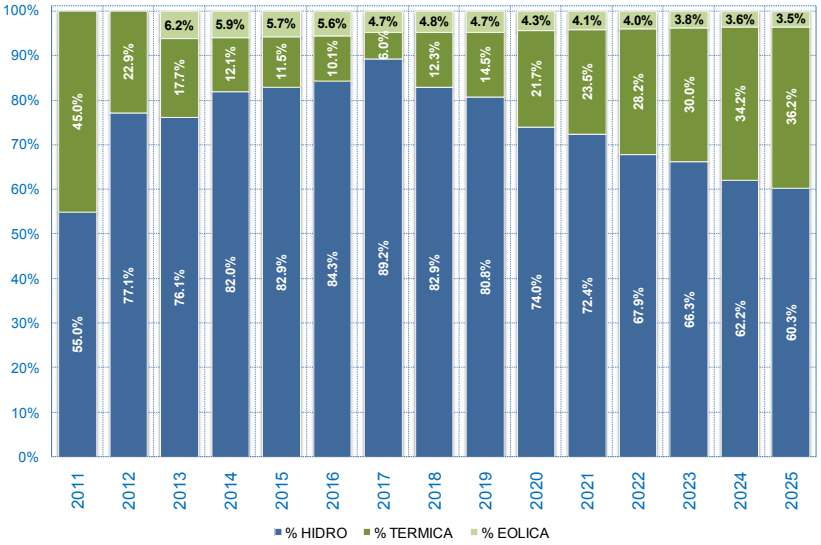
Gráfico 6.14, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11B.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

La disminución en la producción de energía hidráulica por el atraso de este proyecto se refleja en el aumento en el CMS. La comparación entre el caso REGMHTCB11 y este caso en cuanto a la producción de energía hidro y térmica por año se aprecia en el gráfico 6.15.

Gráfico 6.15, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11B.



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11C

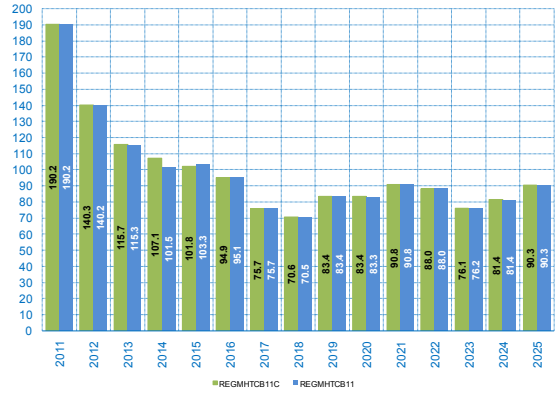
Atraso de la entrada en operación de los proyectos Cañazas, Las Cruces, Los Estrechos, La Laguna y San Bartolo a enero 2015.

Al tener como punto de conexión al SIN la Subestación San Bartolo, se analiza los efectos que tendrían para el sistema un atraso en la construcción de esta, afectando directamente la entrada en operación de estos proyectos que totalizan 49.66 MW que sería un aporte de un 2.5% a la capacidad instalada existente del sistema.

Costo de Inversión = 2,626.4 M$,
Costo de Operación = 1,868.3 M$
Costo de Déficit = 0.4 M$
Costo Total = 4,495.1 M$.

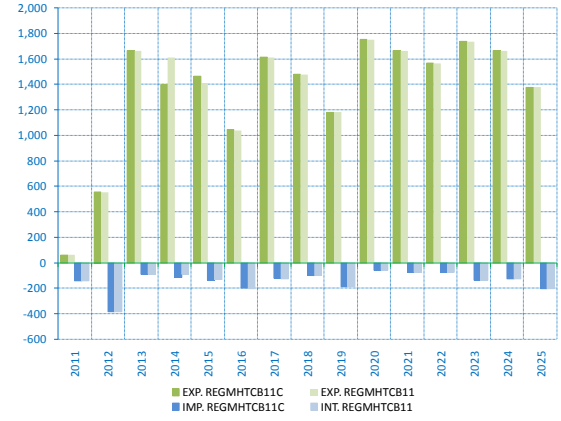
El atraso de entrada en operación de los proyectos que conectan a la Subestación San Bartolo, propicia un aumento de 5.6 $/MWh en los costos marginales en el año 2014, tal como se muestra en el gráfico 6.16

Gráfico 6.16, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11C.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Gráfico 6.17, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11C.

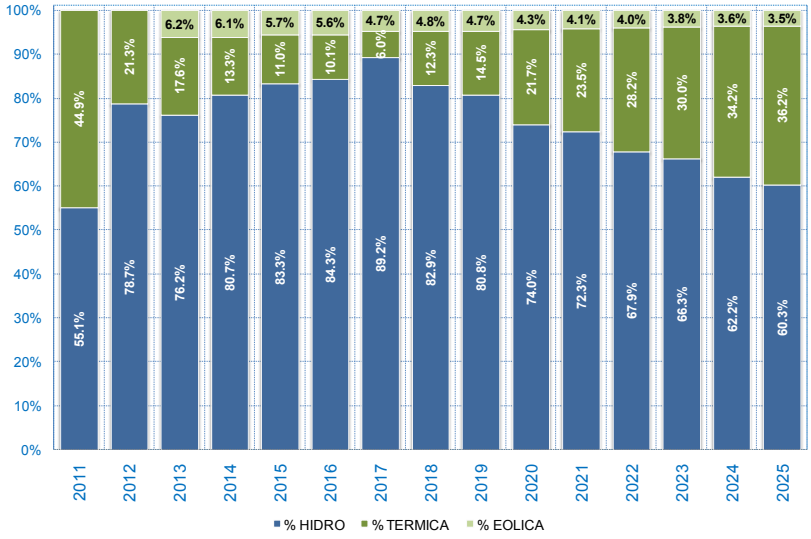


Referencia: ETESA Revisión del Plan de Expansión 2011.

Este aumento en el CMS afectaría directamente los intercambios con Costa Rica al presentarse una oferta de energía más cara en comparación con el caso base, resultando en una disminución de 218.4 GWh en las exportaciones hacia este país (ver cuadro 6.17). La sumatoria de la generación promedio anual de los proyectos que se conectan en la Subestación San Bartolo es de 259.26 GWh.

En el gráfico 6.18 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad.

Gráfico 6.18, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11C.



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11D

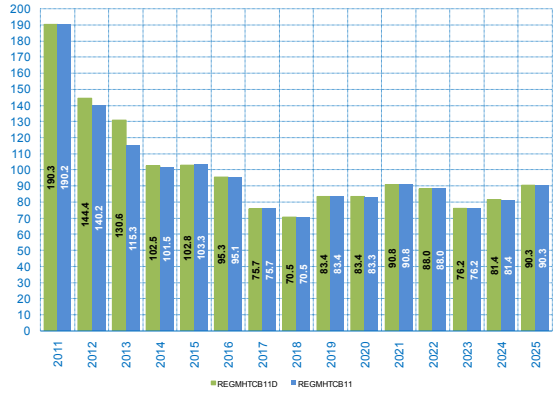
Atraso de la entrada en operación del Proyecto Eólico I (1 año) a enero 2014.

Debido a la gran expectativa que se tiene sobre el primer Proyecto Eólico que pudiese entrar en operación en Panamá, se estudió las consecuencias que tendría el sistema si dicho proyecto se retrasa. Otra manera de incentivar a la construcción de un proyecto eólico, es creando una Ley Eólica que le garantizaría que un porcentaje de la demanda sea suministrada por este tipo de tecnología.

Costo de Inversión = 2,631.6 M$,
Costo de Operación = 1,917.8 M$
Costo de Déficit = 0.4 M$
Costo Total = 4,549.8 M$.

El resultado de esta sensibilidad muestra una variación de 15 $/MWh en el año 2013, año en que debería entrar el Proyecto Eólico I. El comportamiento de los costos marginales de esta sensibilidad se muestra en el gráfico 6.19.

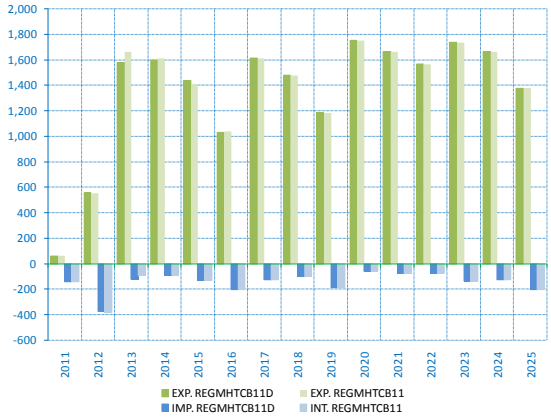
Gráfico 6.19, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11D.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

El aumento en el CMS provocaría una reducción en los intercambios para el año 2013, en comparación con el caso REGMHTCB11. Este comportamiento se muestra en el gráfico 6.20.

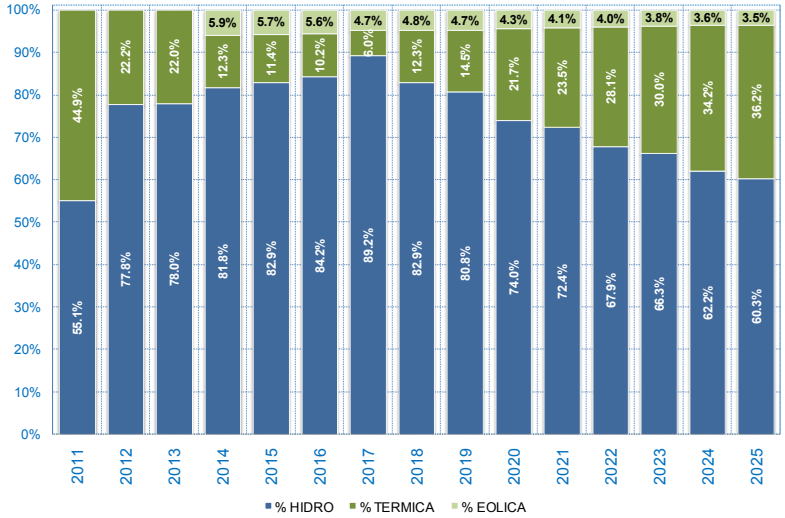
Gráfico 6.20, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11D.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

En el gráfico 6.21 se muestra la distribución de la generación en caso de darse el atraso del Proyecto Eólico I.

Gráfico 6.21, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11D.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11E

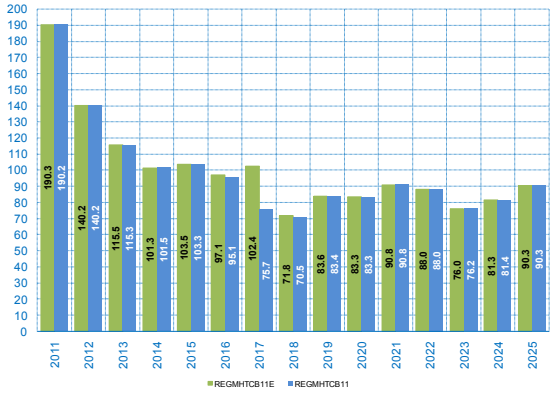
Atraso de la entrada en operación del proyecto CHAN II (1 año) a diciembre de 2017.

Por tratarse de otro proyecto cuya potencia instalada se considera importante para el sistema, se estudia el comportamiento que tendría el sistema si se llegara a atrasar este proyecto. La potencia que aportaría esta planta sería de 214 MW

Costo de Inversión = 2,629.2 M$,
Costo de Operación = 1,898.2 M$
Costo de Déficit = 0.4 M$
Costo Total = 4,5278 M$.

En el gráfico 6.22 se puede apreciar el comportamiento del CMS con esta sensibilidad.

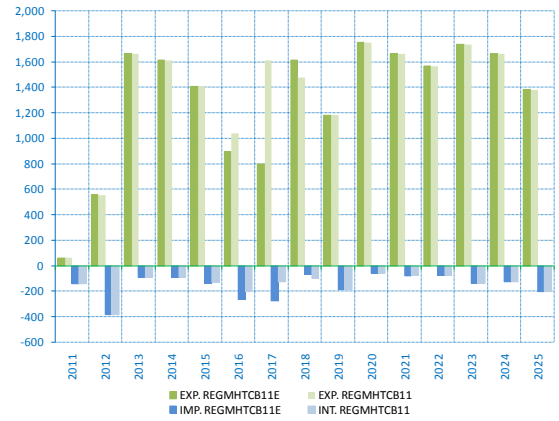
Gráfico 6.22, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11E.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

El CMS presenta un aumento 26 $/MWh en el año 2017. Dicho comportamiento que demuestra la importancia del proyecto para el sistema. El atraso de Chan II representaría una disminución de 814 GWh de energía exportable en el año 2017. En la gráfica 6.23 se presentan los intercambios con Costa Rica.

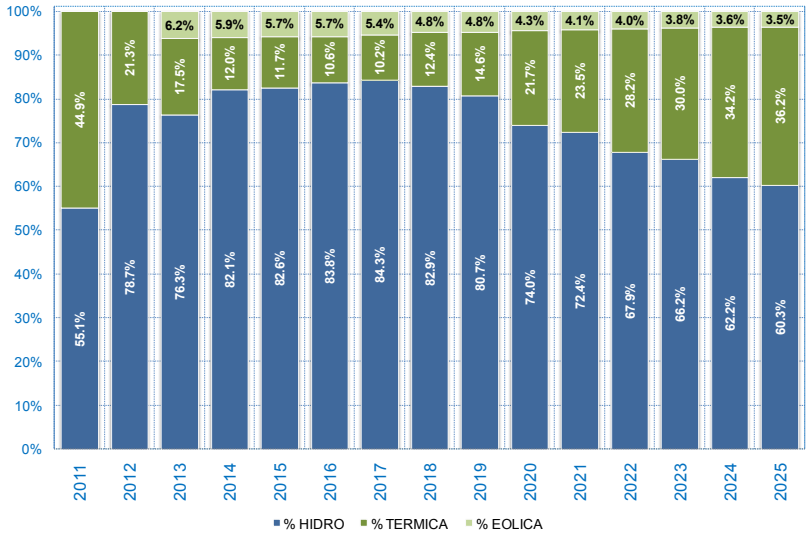
Gráfico 6.23, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11E.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

El gráfico 6.24 muestra la matriz de generación. El atraso por un año del proyecto Chan II significaría para el sistema una disminución de 814.8 GWh en las exportaciones, al igual que un aumento de 428 GWh en la producción de energía termoeléctrica.

Gráfico 6.24, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11E.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

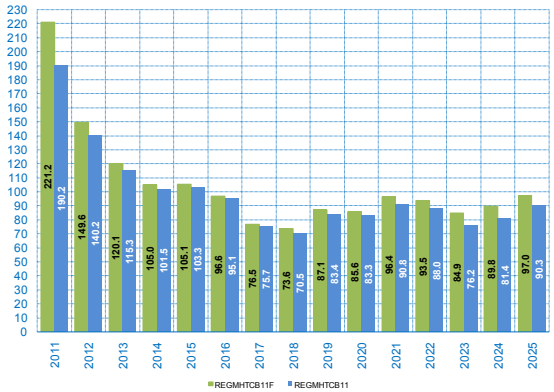
REGMHTCB11F

En esta sensibilidad se considera una proyección de combustibles alto en el sistema de generación de Panamá.

Considerando las variaciones constantes y drásticas que tiene el precio del combustible a causas de la especulación, desastres naturales, guerras u otras situaciones que pudieran conllevar un aumento en el precio del combustible se tomó la decisión de estudiar el efecto que tendría este en el sistema eléctrico de Panamá.

Costo de Inversión = 2,623.1 M$,
Costo de Operación = 1,652.7 M$
Costo de Déficit = 0.4 M$
Costo Total = 4,276.2 M$.

Gráfico 6.25, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11F.

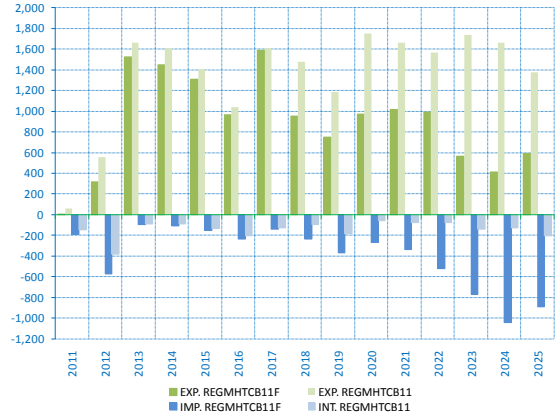


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Se puede apreciar en el gráfico 6.25 que de darse este comportamiento se presentaría un aumento del CMS de 30 $/MWh en el año 2011, año en donde la generación térmica muestra un porcentaje de participación mayor que en los otros años de estudio. La variación del CMS a partir del año 2012 hasta el final del horizonte del estudio no indica mayor variación debido a la adición de proyectos hidroeléctricos, eólicos y el aumento en las importaciones. La variación en promedio de los costos marginales entre el 2015-2025 es de 5%.

Este aumento afecta directamente los intercambios que podrían darse con Costa Rica como se aprecia en el gráfico 6.26.

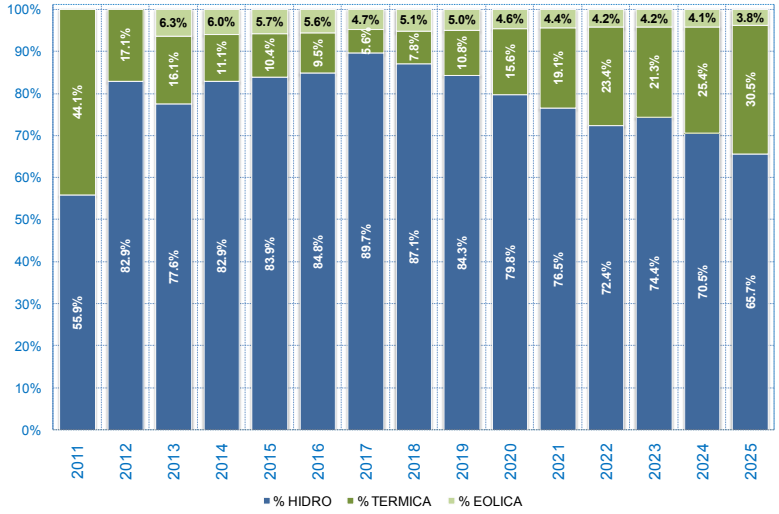
Gráfico 6.26, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11F.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

En esta sensibilidad la participación térmica es menor debido a los costos de operación de esta tecnología en comparación con el caso REGMHTCB11. En el gráfico 6.27 se muestra el porcentaje de participación de generación por tipo de tecnología.

Gráfico 6.27, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11F.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

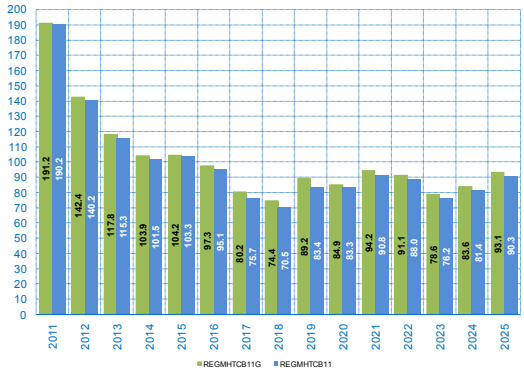
REGMHTCB11G

En esta sensibilidad se considera la proyección de demanda alta de modo que se evalúa la robustez del plan ante un incremento en la demanda.

Con la finalidad de analizar el comportamiento que tendría el plan de darse un aumento sistemático en la demanda se procedió a realizar esta sensibilidad.

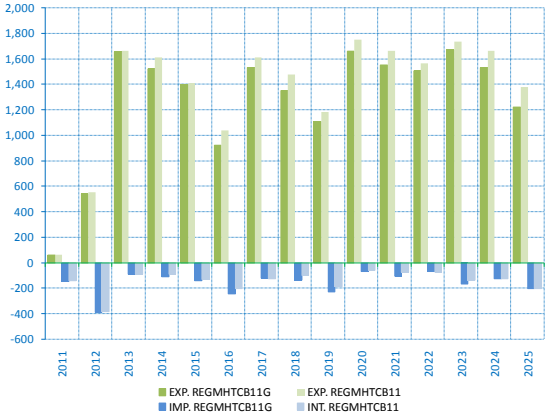
Costo de Inversión = 2,623.1 M$,
Costo de Operación = 1,922.2 M$
Costo de Déficit = 0.4 M$
Costo Total = 4,545.7 M$.

Gráfico 6.28, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11G.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

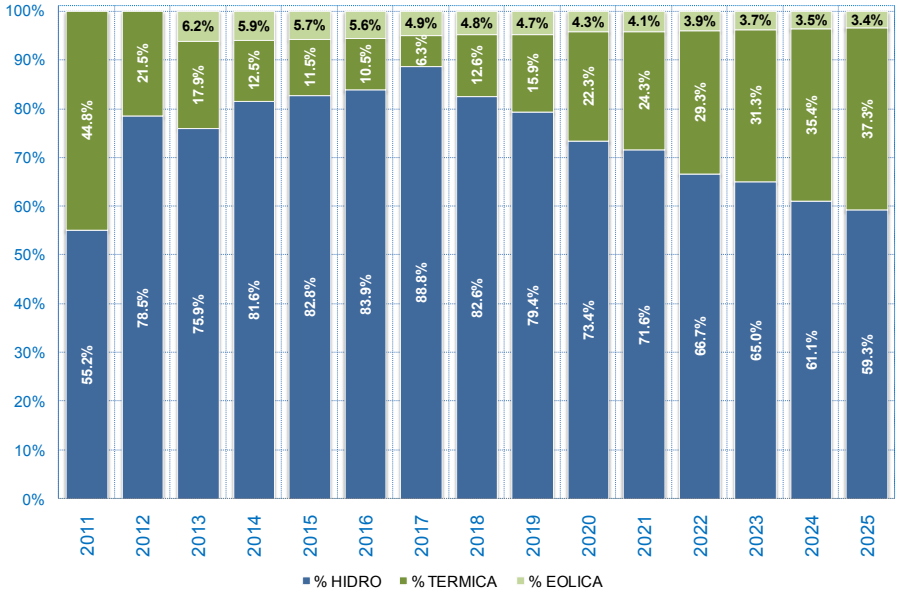
Gráfico 6.29, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11G.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

La matriz de generación muestra una mayor aportación hidro en comparación con el caso REGMHTCB11 (Gráfico 6.3).

Gráfico 6.30, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11G.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

Resumen

Como se pudo apreciar con anterioridad los planes de demanda media no presentan ninguna diferencia en el período de corto plazo. En el Cuadro 6.6 presenta la diferencia en cuanto a la capacidad instalada de un plan con respecto al otro, además de la adición de plantas de GNL y la conversión a gas por parte de Termocolón y CC BLM en el año 2015.

Cuadro 6.6, Comparación de Planes de Demanda Media

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		REGMHTCB11 OFERTA		Capacidad Instalada Actual = MW					Entrada en Operación		REGMHTCBE011 OFERTA		Capacidad Instalada Actual = MW					Entrada en Operación		REGMHTTLA11 OFERTA		Capacidad Instalada Actual = MW				
						Hidro	Eólico	Termo	Total						Hidro	Eólico	Termo	Total						Hidro	Eólico	Termo	Total	
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW					MW	Año	Mes	Proyecto	MW					MW	Año	Mes	Proyecto	MW					MW
2015	Ene	1,584.6	6.1	Barro Blanco	28.84	29			29	3130	2015	Ene Ene	Barro Blanco Eólico II	28.84 40.00	29	40		69	3170	2015	Ene Ene Ene Ene Ene	Barro Blanco Eólico II CCGNTCOL** CCGNTBLM** CC GNL200	28.84 40.00 158.00 150.00 200.00	29	40	200	269	3370
2016	Abr Dic	1,677.7	5.9	Tabasará II Chan II	34.53 214.00	249			249	3378	2016	Abr Dic	Tabasará II Chan II	34.53 214.00	249			249	3418	2016	Abr Dic	Tabasará II Chan II	34.53 214.00	249			249	3618
2017	Ene	1,775.1	5.8								2017	Ene	Eólico II	80.00		80		80	3498	2017	Ene	Eólico II	80.00		80		80	3698
2018	Ene	1,880.3	5.9	Carbón A	250.00			250	250	3628	2018	Ene	Carbón A	250.00			250	250	3748	2018	Ene	CC GNL250A	250.00			250	250	3948
2019		1,982.0	5.4								2019	Ene	Eólico IV	120.00		120		120	3868	2019	Ene	Eólico IV	120.00		120		120	4068
2020	Ene	2,101.6	6.0	Carbón B	250.00			250	250	3878	2020	Ene	Carbón B	250.00			250	250	4118	2020	Ene	CC GNL250B	250.00			250	250	4318
2021		2,211.8	5.2								2021	Ene								2021	Ene							
2022	Ene	2,326.9	5.2	Carbón C	250.00			250	250	4128	2022	Ene	Carbón C	250.00			250	250	4368	2022	Ene	CC GNL250C	250.00			250	250	4568
2023	Ene	2,450.3	5.3	Carbón D	250.00			250	250	4378	2023	Ene	Carbón D	250.00			250	250	4618	2023	Ene								
2024		2,589.0	5.7								2024	Ene								2024	Ene							
2025		2,729.7	5.4								2025	Ene								2025	Ene	CC GNL100	100.00			100	100	4668
				Total Instalado por Tipo «MW»		1286	150	1000					Total Instalado por Tipo «MW»		1286	390	1000					Total Instalado por Tipo «MW»		1286	390	1050			

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

En el cuadro 6.7 se muestra los costos de Inversión, Operación y Déficit de los tres planes de demanda media, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al caso base REGMHTCB11. Lo indicado en este cuadro nos permite concluir que con la entrada de las plantas eólicas (Caso REGMHTCBEO11), el costo de operación presenta una rebaja significativa pero a su vez, un aumento sustancial en el costo de inversión, haciendo que el caso base (REGMHTCB11) sea más factible. En comparación con el caso de Gas (REGMHTTLA11), donde la inversión resulta mayor debido a la instalación de una planta de regasificación en el país, el costo de inversión supera en 238.9 M$ al caso base, lo que hace que este plan no sea muy atractivo a pesar de que el costo de operación es menor que el obtenido en el caso base.

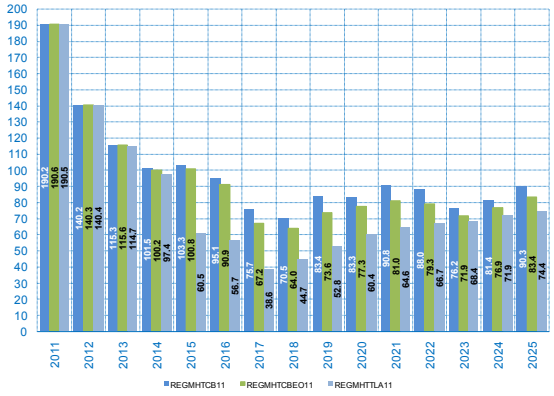
Cuadro 6.7, Comparación de Costos por Caso

DEMANDA MEDIA					
Caso	Cost. Inv	Cost. Oper	Cost. Def.	Cost. Total	Dif
REGMHTCB11	2623.1	1867.8	0.4	4491.3	0.0
REGMHTCBEO11	2742.4	1753.4	0.5	4496.3	5.0
REGMHTTLA11	2862.0	1771.7	0.3	4634.0	142.8

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

El Grafico 6.31 muestra la comparación en los CMS de los 3 casos de demanda media estudiados, donde se puede apreciar que el caso de Gas presenta el menor CMS dado que con el uso de este combustible eficiente y con un precio económico se logra una reducción notable en el costo de la energía.

Gráfico 6.31, Comparación de los Costos Marginales



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

En el Cuadro 6.8 se presentan las diferencias en los costos de las sensibilidades estudiadas, donde se puede apreciar que la sensibilidad REGMHTCB11F donde se estudia el plan obtenido en el caso base si llegase a darse con un incremento en el precio del combustible (proyección de combustible alta) presenta una diferencia menor de -215 M$ con respecto al caso REGMHTCB11. Dicha diferencia es debido a la reducción en la exportación, dado a que perdemos competitividad a nivel regional al aumentar el costo marginal del sistema (ver intercambios en el Grafico 6.26). En el caso REGMHTCB11A donde se estudia el retraso de 6 meses en la entrada en operación del proyecto Chan I, proyecto cuyo aporte de generación es importante para el país y que de no darse su entrada en operación en el tiempo previsto presentaría un aumento de 80.6 M$ en el costo de operación debido a que esta energía tendría que ser

reemplazada por energía proveniente de fuentes térmicas.

Cuadro 6.8, Comparación de Costos Caso Base vs Sensibilidades

SENSIBILIDADES					
Caso	Cost. Inv	Cost. Oper	Cost. Def.	Cost. Total	Dif
REGMHTCB11A	2633.3	1948.4	0.4	4582.1	90.8
REGMHTCB11B	2629.3	1889.9	0.4	4519.6	28.4
REGMHTCB11C	2626.4	1868.3	0.4	4495.1	3.8
REGMHTCB11D	2631.6	1917.8	0.4	4549.8	58.5
REGMHTCB11E	2629.2	1898.2	0.4	4527.8	36.5
REGMHTCB11F	2623.1	1652.7	0.4	4276.2	-215.0
REGMHTCB11G	2623.1	1922.2	0.4	4545.7	54.5

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

CAPÍTULO 7. PLANES DE EXPANSIÓN DE DEMANDA ALTA

CAPÍTULO 7, PLANES DE EXPANSIÓN DE DEMANDA ALTA

Casos de Demanda Alta

Bajo el supuesto de un incremento en la economía del país, debido a factores externos e internos, además de que se mantenga un nivel medio en los precios del combustible y el crecimiento actual de la población del país. Adicionalmente a que no se den programas de generación y/o consumo de energía eficiente se define un crecimiento de la demanda.

Por consiguiente es necesario analizar un plan que pueda cumplir con este comportamiento incremental de la demanda.

Al igual que los planes de demanda media, el período de corto plazo es invariable o firme.

REGAHTCB11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos genéricos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón a partir del 2015.

Cuadro 7.1, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGAHTCB11.

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA		Hdro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada en el Periodo Fijo =				3101
2015	Ene	1,596.2	6.2	Barro Blanco	28.84	29			29	3130
2016	Abr Dic	1,693.7	6.1	Tabasará II Chan II	34.53 214.00	249			249	3378
2017	Ene	1,792.9	5.9							
2018	Ene	1,908.9	6.5	Carbón A	250.00			250	250	3628
2019		2,012.6	5.4							
2020	Ene	2,124.1	5.5	Carbón B	250.00			250	250	3878
2021		2,234.8	5.2							
2022	Ene	2,352.5	5.3	Carbón C	250.00			250	250	4128
2023	Ene	2,478.7	5.4	Carbón D	250.00			250	250	4378
2024		2,619.2	5.7							
2025	Ene	2,763.7	5.5	Carbón F	150			150	150	4528.394
				Total Instalado por Tipo »MW«		277	0	1150		

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

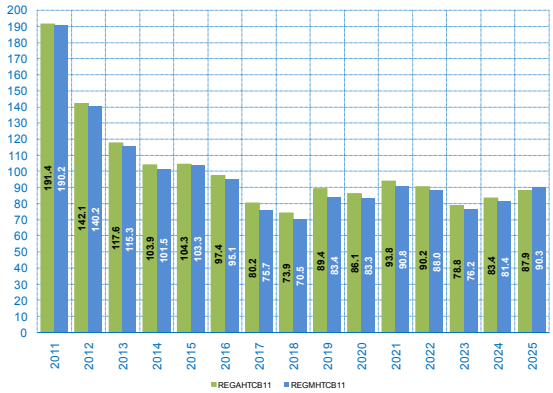
Costo de Inversión = 2,630.2 M$,
Costo de Operación = 1,921.5 M$
Costo de Déficit = 0.4 M$
Costo Total = 4,552.1 M$.

El caso de demanda alta REGAHTCB11 utilizada en este análisis no muestra diferencias considerables con el caso de demanda media REGMHTCB11.

En la grafica 7.1 se muestra una similitud de los CMS entre los dos casos. Esta similitud se debe a que las diferencias que existen entre las demandas son cubiertas por un aumento en las importaciones y el incremento de la aportación térmica del sistema de generación de Panamá. El incremento de la generación térmica es de 4% anual durante el horizonte del estudio, lo que representa un aumento

promedio del CMS de 3% a lo largo del periodo en comparación con el caso REGMHTCB11.

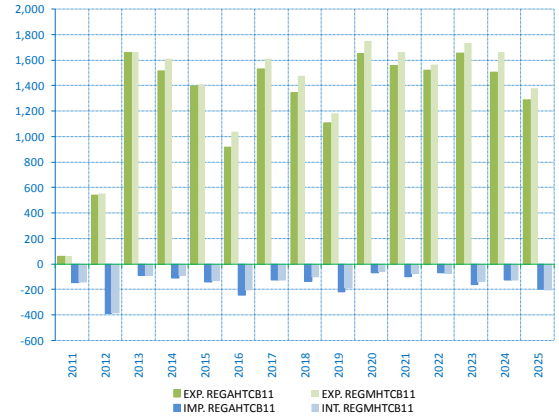
Gráfico 7.1, Costo Marginal de Panamá del Caso REGAHTCB11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

A su vez, los intercambios muestran montos con poca diferencia en los primeros años pero se destaca una disminución en las exportaciones a partir del año 2014. En el gráfico 7.2 se aprecia con más claridad los intercambios de este escenario.

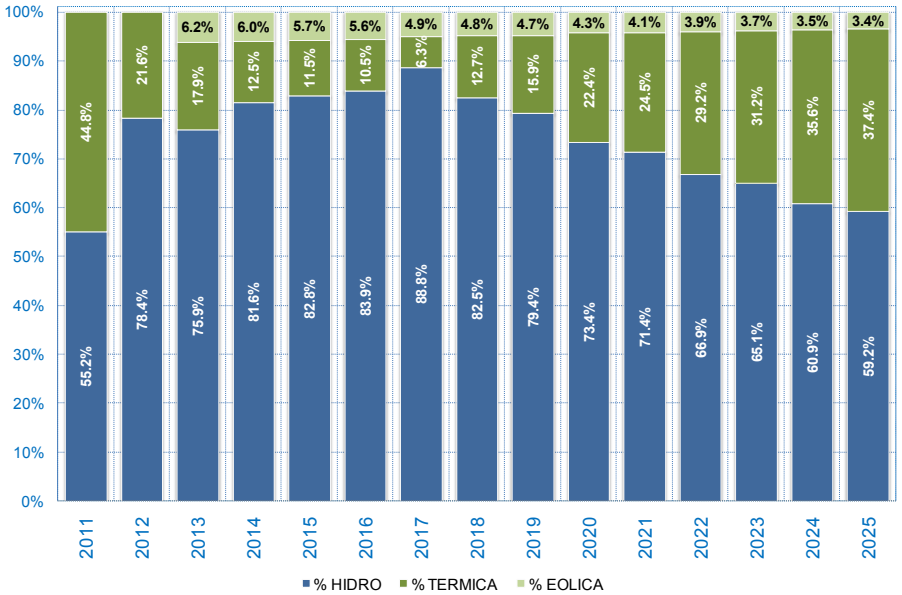
Gráfico 7.2, Intercambios con Costa Rica del Caso REGAHTCB11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

La distribución de la generación, indicada en el gráfico 7.3 muestra que la generación hidro supera en promedio para todo el período de estudio a la generación térmica. Este comportamiento se repite en todos los casos analizados de demanda alta.

Gráfico 7.3, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGAHTCB11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGAHTCBEO11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón a partir del 2015, además fuentes de generación eólica a partir del año 2014 y de gas natural en el años 2015. Como resultado de esta corrida se obtiene el Plan Indicativo de Generación de Largo Plazo que se presenta en el cuadro 6.4

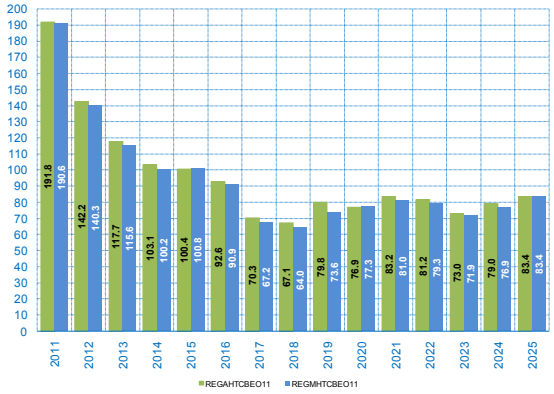
Cuadro 7.2, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGAHTCBEO11.

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA		Hidro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada en el Periodo Fijo =				3101
2015	Ene	1,596.2	6.2	Barro Blanco	28.84	29	40		69	3170
	Ene			Eólico II	40.00					
2016	Abr	1,693.7	6.1	Tabasará II	34.53	249			249	3418
	Dic			Chan II	214.00					
2017	Ene	1,792.9	5.9	Eólico III	80.00		80		80	3498
2018	Ene	1,908.9	6.5	Carbón A	250.00			250	250	3748
2019	Ene	2,012.6	5.4	Eólico IV	120.00		120		120	3868
2020	Ene	2,124.1	5.5	Carbón B	250.00			250	250	4118
2021		2,234.8	5.2							
2022	Ene	2,352.5	5.3	Carbón C	250.00			250	250	4368
2023	Ene	2,478.7	5.4	Carbón D	250.00			250	250	4618
2024		2,619.2	5.7							
2025	Ene	2,763.7	5.5	Carbón F	150			150	150	4768.394
				Total Instalado por Tipo »MW«		277	240	1150		

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Costo de Inversión = 2,749.5 M$,
Costo de Operación = 1,801.5 M$
Costo de Déficit = 0.5 M$
Costo Total = 4,551.5 M$.

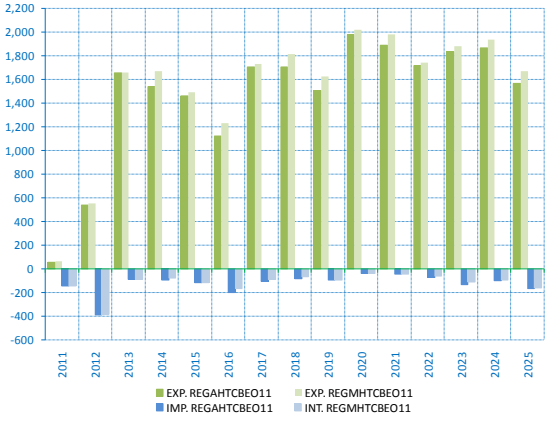
Gráfico 7.4 Costo Marginal de Panamá del Caso REGAHTCBEO11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Igual que el caso anterior las variaciones en los CMS son pequeñas en comparación con el caso eólico con la demanda media (REGMHTCBEO11) como se muestra en el gráfico 7.4.

Gráfico 7.5 Intercambios con Costa Rica del Caso REGAHTCBEO11.

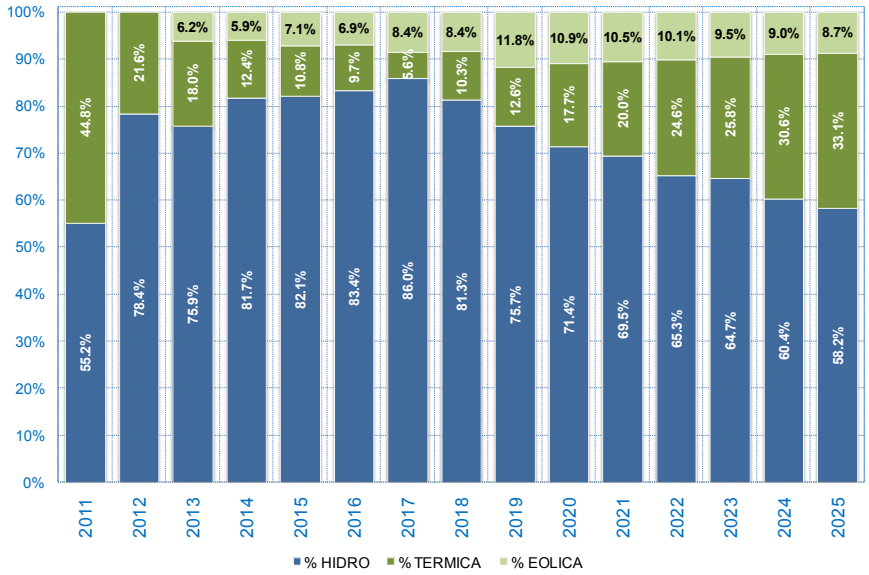


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

El comportamiento de los intercambios también muestra una similitud con el caso anterior, se aprecia una disminución promedio de 77 GWh a partir del año 2014 (ver gráfico 7.5).

En el Gráfico 7.6 se muestra la matriz de generación para este escenario.

Gráfico 7.6 Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGAHTCBEO11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGAHTTLA11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón y gas a partir del año 2015, además fuentes de generación eólica a partir del año 2014.

Cuadro 7.3, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGAHTTLA11.

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA		Hidro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada en el Periodo Fijo =				3101
2015	Ene	1,596.2	6.2	Barro Blanco	28.84	29	40	508	577	3678
				CCGNTCOL**	158.00					
				CCGN200	200.00					
				CCGNBLM**	150.00					
	Ene			Eólico II	40.00					
2016	Abr	1,693.7	6.1	Tabasará II	34.53	249			249	3926
	Dic			Chan II	214.00					
2017	Ene	1,792.9	5.9	Eólico III	80.00		80		80	4006
2018	Ene	1,908.9	6.5	CC GNL 250 A	250.00			250	250	4256
2019	Ene	2,012.6	5.4	Eólico IV	120.00		120		120	4376
2020	Ene	2,124.1	5.5	CC GNL 250 B	250.00			250	250	4626
2021		2,234.8	5.2							
2022	Ene	2,352.5	5.3	CC GNL 250 C	250.00			250	250	4876
2023	Ene	2,478.7	5.4	CC GNL 200	200.00			200	200	5076
2024		2,619.2	5.7							
2025	Ene	2,763.7	5.5	CC GNL 100	100.00			100	100	5176
				Total Instalado por Tipo »MW«		277	240	1250		

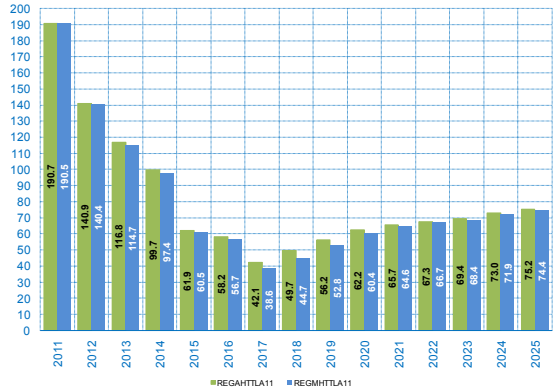
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Costo de Inversión = 2,863.6 M$,
Costo de Operación = 1,834.9 M$
Costo de Déficit = 0.3 M$
Costo Total = 4,698.8 M$.

Igual que el caso anterior las variaciones en el CMS son pequeñas en comparación con el caso de gas con la demanda media

(REGMHTTLA11) como se muestra en el gráfico 7.7.

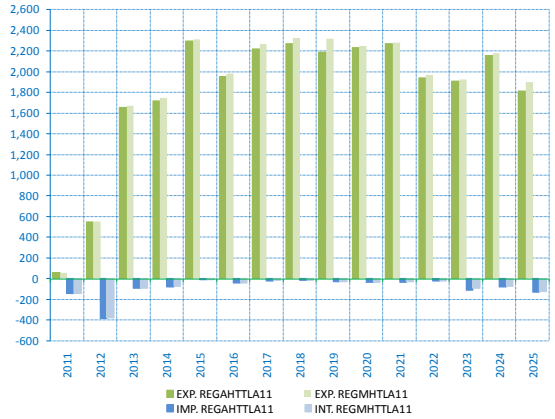
Gráfico 7.7, Costo Marginal de Panamá del Caso REGAHTTLA11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

El comportamiento de los intercambios también indica una similitud con el caso anterior, mostrando una disminución promedio a partir del año 2014 de 2% en las exportaciones, comportamiento que se aprecia en el gráfico 7.8.

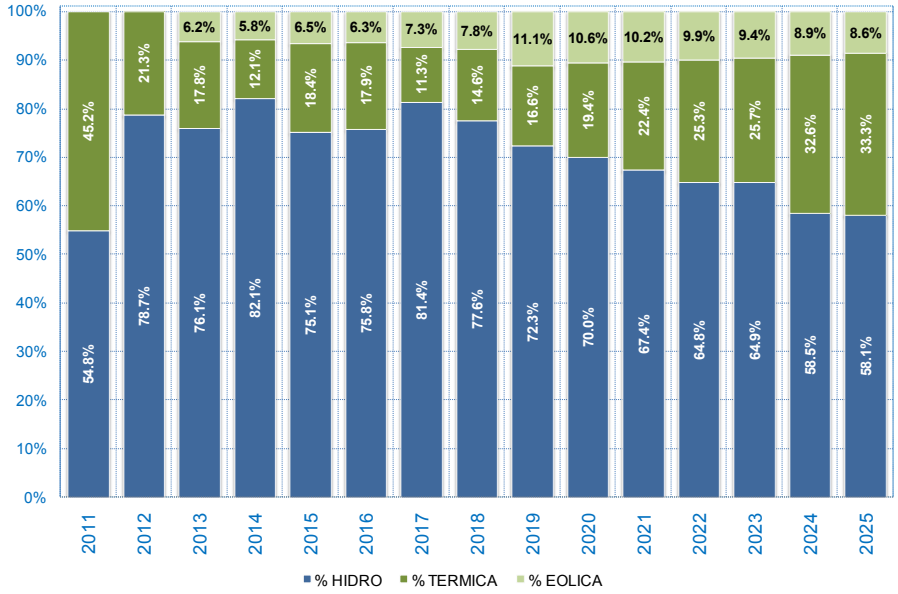
Gráfico 7.8, Intercambios con Costa Rica del Caso REGAHTTLA11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

En el Gráfico 7.9 se muestra el porcentaje participación de generación de darse este escenario.

Gráfico 7.9, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGAHTTLA11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

CAPÍTULO 8, ANÁLISIS DE RIESGO

Identificación de Riesgos

En evaluación de proyectos, se entiende por riesgo en general, la incertidumbre que afecta las variables que determinan la ejecución o gestión de cualquier actividad o, en otras palabras, como todo aquello que atente con el logro de un objetivo específico. La evaluación de los riesgos conlleva el establecimiento de las bases para un proceso de administración de riesgos, que permita identificar, cuantificar y priorizar los riesgos críticos relacionados con el objetivo específico.

Una de las principales barreras para el desarrollo de un plan de expansión de la generación eléctrica, es la timidez de la inversión ante la percepción de riesgos asociadas a los resultados económicos de los proyectos planeados, dado los altos montos de inversión requeridos por las diversas tecnologías y al extenso período de recuperación del capital que tienen los proyectos. Esta aversión a los riesgos, es más enfática, en los proyectos hidroeléctricos y los proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC)[1], por lo cual hubo en el período reciente, una tendencia universal a favorecer en el corto plazo, la implementación de nuevas, modernas y eficientes centrales termoeléctricas, actual pilar de sostenibilidad de las llamadas fuentes convencionales,

La redescubierta inclinación del mercado por nuevas centrales térmicas, obedece a la posibilidad de un mayor control de las variables que inciden en el repago oportuno de la inversión de este tipo de tecnología, frente al desafío del sistema en lidiar con la componente estocástica de la hidrología, y hacer un uso óptimo de este recurso, que contemplen los distintos escenarios futuros. Pese a que estas nuevas centrales térmicas, mantienen grados de contaminación ambiental, derivadas del consumo de combustibles fósiles, costos no totalmente considerados en la ecuación de valor, adicional a que estos recursos ya se encuentran en producción declinante hacia su agotamiento, y por consiguiente en una lenta pero creciente espiral de precios, con su efecto directo en la balanza de pago de los países dependientes de estas fuentes externas.

De acuerdo al Reglamento de Transmisión, en la Resolución JD-5353 del 14 de junio de 2005 y a las resoluciones subsiguientes que modificaron el Reglamento con respecto a los Planes Indicativos de Generación, se estableció, que el PEST,[2] "*Deberá de verificar la rentabilidad individual de cada inversionista de la generación nueva, considerando el riesgo asociado.*"[3]

1 **Fuentes de ERNC: geotérmica, eólica, solar, biomasa, pequeñas y mini hidroeléctricas**

2 **Plan de Expansión del Sistema de Transmisión**

3 Reglamento de Transmisión **Septiembre de 2009. Título V: La expansión del Sistema de Transmisión, Capitulo V.1 Criterios Generales, Articulo 63, c) Planes Indicativos de** Generación, literal (iv)

Mediante la Resolución AN No. 2504, del 18 de marzo de 2009, en que se aprobaron las últimas modificaciones al Reglamento de Transmisión, vigentes para el período del 1 de julio del 2009 al 30 de junio del 2013. Se establece que el Plan Indicativo de Generación, "*Deberá existir un análisis de riesgo adecuadamente fundamentado. Este análisis de riesgo relativo debe ser aplicado tanto a las alternativas del plan indicativo de generación como a las alternativas del PEST*."[4]

En el contexto general, los riesgos asociados identificados en los proyectos hidroeléctricos y térmicos considerados en los diferentes escenarios del Plan Indicativo de Generación del mercado eléctrico nacional, son políticos, ambientales, culturales, regulatorios, de mercado y en última instancia macroeconómicos.

En este punto es necesario diferenciar entre los riesgos de cumplimiento del Plan Indicativo de Generación, que conllevan la probabilidad de atender en su totalidad las demandas futuras de energía eléctrica y los riesgos asociados a la inserción individual de los nuevos generadores, proyectos, que integran los diversos escenarios planteados.

En la planificación de la expansión de la generación eléctrica de largo plazo de todo sistema, se analizan los riesgos que comprometen el cumplimiento de las metas y estrategias establecidas en los casos analizados en el Plan Indicativo de Generación. En primer lugar, se analiza la probabilidad de atender cambios en las demandas futuras de la energía eléctrica, originados en diversas causas, especialmente ante significativos incrementos de la demanda, superiores a las previamente estimadas en el PEST.

A su vez existen riesgos en el cumplimiento ordenado de la oferta, de acuerdo a lo planteado en los planes analizados, especialmente, a la originada en la entrada oportuna en operación a las nuevas centrales hidroeléctricas, eólicas y térmicas no convencionales debido principalmente a la posibilidad de una restricción en el financiamiento, debido a los problemas específicos que se le presentan a los promotores de proyectos, y/o al incremento del costo de uso del capital, originado en una depresión del sistema global económico – financiero y su impacto en el entorno nacional.

Aunque de menor importancia, otro riesgo general implícito, en los casos analizados, es la garantía de suministros de los combustibles en una franja de precios no especulativa. A de considerarse esta situación especialmente dentro de los escenarios fundamentados en la mayor utilización del carbón y el gas natural líquido (GNL).

Dado el carácter "indicativo y no normativo" del Plan Indicativo de Generación, es necesario recordar que las decisiones privadas para cubrir la oferta son vagas al alejarnos en el tiempo, decisiones sobre las que los organismos de planeamiento no tienen ningún control. Son las señales combinadas de precio de venta de la

4 Reglamento de Transmisión Septiembre de 2009. Título V: La expansión del Sistema de Transmisión, Capitulo V.2 Metodologías de Desarrollo del Plan de Expansión de Transmisión: Articulo 74, literal d) y literal g)

energía y potencia vigentes, versus los costos de implementación de las diferentes tecnologías de un sistema eléctrico de mercado como el que rige en Panamá, que influyen en las decisiones de los diferentes agentes generadores, quienes son en última instancia, los que deciden finalmente como la oferta futura va a cubrir la demanda, dando repuesta a las principales interrogantes. ¿Con qué tecnología? ¿Cuándo es el momento oportuno de invertir? ¿Cuánto invertir?

Los principales riesgos a analizar en el plan indicativo de generación son los correspondientes a las situaciones más críticas para el cumplimiento de los Casos[5] que conlleven el aseguramiento de la oferta en los próximos años. En primer nivel se analizan los riesgos de entrada oportuna de los principales proyectos hidroeléctricos que conforman la expansión en el "período crítico". En segundo nivel de prioridad, se analiza el riesgo asociado a la limitación de la generación de intercambio por la interconexión y en tercer lugar se evalúa la volatilidad de los precios de los combustibles, en el entorno de una economía global y dinámica.

Para una mejor comprensión y determinar la criticidad e importancia de los riesgos asociados a la implementación de los planes de expansión analizados se presenta el listado o matriz de riegos asociados a la factibilidad integral de los mismos, en que se identifican por categoría e importancia crítica, de acuerdo a sus efectos en el cumplimiento del plan. Ver tabla de riesgos en la página siguiente.

Sobre la base de este listado, se consideró que solo son pertinentes en esta sección los riesgos correspondientes a la categoría de la oferta, y dentro de estos solo tres tipos de riesgos excedían un nivel significativo de tolerancia al riesgo y podrían afectar sensiblemente la implementación del plan de expansión.

En primer lugar se analiza el atraso en la incorporación ordenada de capacidad o sea de oferta efectiva en el período crítico y años subsiguientes. En segundo lugar se analiza el atraso del proyecto de interconexión con Colombia y sus efectos en el sistema de generación nacional. Finalmente, se analiza el imprevisto incremento desmesurado de los precios de los combustibles utilizado por las centrales termoeléctricas.

En consideración a una diversidad de elementos como son: la cantidad de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos que conforman los casos analizados, a lo complejo de los propios proyectos de generación, a la incertidumbre de la información entregada por los promotores, a la estimación del costo-beneficio del propio proceso de planeación y la propia factibilidad de implementación de los casos sugeridos por la Secretaría Nacional de Energía y al énfasis negativo de los posibles efectos de los riesgos, se priorizó la evaluación de los riesgos asociados a proyectos esenciales que inician

5 En este punto debemos recordar, dadas las características planteadas y del propio desarrollo del sector, las centrales de expansión son fijas en el periodo firme (2010-2013), en los tres escenarios analizados en sus primeros años, con lo que el programa OPTGEN tiene restringido su espacio de movimiento, resultando en la conformación de casi el mismo plan de expansión en las tres variantes desde el año 2010 al 2017.

operaciones en el período crítico 2011-2014, incorporados al Caso de Demanda Media.

En este punto debemos recordar, dadas las características planteadas y del propio desarrollo del sector, las centrales de expansión son fijas en el período firme (2011-2014), en los tres escenarios analizados en sus primeros años, con lo que el programa OPTGEN tiene restringido su espacio de optimización, resultando en la conformación de casi el mismo plan de expansión en las tres variantes desde el año 2011 al 2016.

MATRIZ DE RIESGOS
PLANES INDICATIVOS DE GENERACIÓN

CATEGORIA	RIESGO	EFECTO
POLITICAS SECTORIALES, INSTUCIONALES, AMBIENTALES, CULTURALES	1. Decisiones Variables de Política Energética, basadas en coyunturas económicas 2. Variación de la legislación pertinente 3. Cambios de Regulación 4. Incrementos en la Tributación fiscal 5. Modificaciones Ambientales durante el horizonte del Plan 6. Implementacion de Polos de Desarrollo Regionales y Estrategicos 7. Resistencia de las Comunidades a los cambios físicos y culturales de su entorno 8. Presión de grupos de interés por incrementos de tasas, cargos tarifas originadas en la expansión del sector	Acciones que un contexto individual o combinado, dentro de un proceso de planificación energética de largo plazo se pueden interpretar por los promotores de la oferta en expansión, como incentivos o desincentivos a la implementación y operación de nuevas centrales eléctricas, dentro de los escenarios de desarrollo planteados.
DEMANDA	1. Sobreestimación de la demanda 2. Establecimiento de tarifas máximas 3. Estancamiento del Crecimiento Económico y desmejora en la distribución de ingresos	No permite una recuperación del capital invertido en oferta propuesta.
OFERTA	1. Atraso en la entrada de Proyectos (Especialmente los de Gran Capacidad y Estratégicos) a. Riesgos de retrasos en la preparación de los proyectos por organización, deficiencias de equipo de ingeniería, desarrollo de la estrategia ambiental y social del b. Riesgos en la obtención del financiamiento del Proyecto, por condiciones económicas internas y externas adversas al crédito de largo plazo. c. Riesgos constructivos Asociados con condiciones imprevistas de geología y condiciones naturales en el sitio de obras y reclutamiento de MO calificada. b. Riesgos contractuales asociados con el incumplimiento de contratistas d. Riesgos en la entrega de equipos asociados con imponderables externos como quiebras empresariales , huelgas etc. e, Obstrucción legal y de hecho por parte de las comunidades	Replanteamiento de los promotores o financistas de los proyectos en expansión, que pueden llevar a la restricción parcial o total de la oferta planeada en el horizonte de estudio del Plan.
	2. Riesgos Operativos y de Mercado a. Variación estocástica del recurso agua b. Disponibilidad de combustibles en la cantidad oportuna y dentro de la franja de precios estimada c. Variaciones en la Regulación pertinentes a las relaciones entre los agentes del sector d, Ocurrencia de eventos meteorológicos (Huracanes, intensas lluvias, sequías), que pueden provocar daños operativos de importancia durante el proceso de e, Ocurrencia de precios marginales menores a los al precio mínimo ofertado soportado por la operación individual de algunos proyectos. f, Riesgo de Sostenibilidad financiera asociados a los cambios en los costos, cargos, tarifas , volatilidad de las tasas de interés, inflación etc..	No participar en la oferta por insuficiencia operativa en un mercado de competencia.
	3. Atraso y limitación de transporte de las líneas de Interconexión	Restricción de la oferta y presentación de mayores costos marginales del sistema

Evaluación de los Riesgos

Por consiguiente, como una representación idónea de los riesgos del Plan Indicativo de Generación, por ende, al cumplimiento de la oferta en el caso analizado se evaluaron los riesgos por medio del retraso de los proyectos hidroeléctricos más relevantes por magnitud. Específicamente, aquellos que inician operaciones dentro del período crítico, años 2011-2014 o inmediatamente a su término.

Dada la incertidumbre en la conexión al sistema de transmisión de algunos proyectos hidroeléctricos, se analizó el retraso de un año, del 2014 al 2015, en la entrada en operación conjunta de los proyectos Cañazas (6MW), La Laguna (9 MW), Las Cruces (9MW), Los Estrechos (10 MW) y San Bartolo (15 MW), los cuales hacen un total aproximado de 50 MW.

Se analiza la incertidumbre de entrada oportuna del Proyecto Eólico I en el año 2014 (150 MW).[6]

En correspondencia, a que el proyecto Chan II con 214 MW, es el proyecto hidroeléctrico de mayor envergadura que se construirá en los próximos quince años, período de evaluación del plan, se analiza, el riesgo asociado de un retraso en un año, por su efecto en los futuros costos marginales del sistema. Además, se evalúo las consecuencias de la posibilidad eventual de un escenario alternativo de precios, que comprende un incremento sistemático del nivel general de precios de los combustibles consumidos en la generación eléctrica.

Metodológicamente, el análisis de riesgos asociados al Plan Indicativo de Generación se cuantifica a través de la variación en la rentabilidad de los proyectos incorporados en los planes de expansión analizados y su efecto en la oferta de los propios planes, por diversos eventos negativos que puedan ocurrir dentro del horizonte de análisis.

Este análisis de rentabilidad de los proyectos en expansión se evalúa de tres formas, como se indica a continuación: en primer lugar, se evalúa la autosuficiencia financiera de los proyectos candidatos sin tomar en cuenta beneficios ni cargos por financiamiento, es decir, se parte de la suposición de que los accionistas aportan todo el capital del proyecto. Posteriormente, se evalúa la rentabilidad de los inversionistas, tomando en cuenta el impacto del financiamiento en la rentabilidad del proyecto.[7] Finalmente, se evalúa el impacto social del proyecto, o sea que se juzga el proyecto según su “aporte al objetivo de contribuir al bienestar de la colectividad nacional”.

6 Aunque se realizaron sensibilidades para un retraso de seis meses en la entrada en operación de los proyectos Chan I (223 MW) y Baitún (89 MW), que corresponden en total, a un 31% de la capacidad a incorporarse en el periodo crítico, no se evaluó el riesgo implícito en los proyectos por un posible incremento en el costo marginal de operación del sistema del año 2011, ya que el mismo solo afecta marginalmente la rentabilidad de estos proyectos y es indiferente para la rentabilidad de los otros proyectos que conforman la nueva oferta.

7 Como se explica en el Anexo de Metodología de Análisis de Riesgos, en este análisis se simula la ejecución efectiva de los proyectos, basado en la satisfacción mínima esperada de los inversionistas, por el monto de capital realmente aportado por ellos. O sea, realmente definen el estatus de ejecución de un proyecto.

El primer análisis tiene el objetivo central, de demostrar la bondad del propio proyecto en sí, de repagar su inversión sin la necesidad de financiamiento externo. Son proyectos con alta posibilidad de realización.

En el segundo análisis se comprueba el efecto del apalancamiento financiero de los proyectos, con el fin de demostrar qué proyectos que no superaron el análisis anterior si son rentables y por consiguiente viables financieramente.

De no superar un proyecto los parámetros de decisión, de autosuficiencia financiera, ni tampoco el de rentabilidad de sus inversionistas, es señal de que el proyecto tiene bajas probabilidades de realización y por consiguiente es un riesgo para completar la cobertura de la demanda de los palanes analizados.

El último análisis de rentabilidad, conlleva a demostrar la bondad de inversión de insumos nacionales escasos, desde el punto de vista social. Los proyectos son analizados sobre su impacto en el consumo o en su defecto la liberalización de recursos – insumos, materias primas y factores de producción – en la inversión y operación, a través de la utilización de los *precios cuenta*.[8]

Los proyectos que no superan ninguno de los análisis de rentabilidad, son considerados inviables, lo que implica una modificación total de los escenarios de solución planteados para la cobertura de la demanda del sistema.

Aquellos proyectos, que solo superan los criterios de decisión económica social, no así los criterios de rentabilidad financiera de los inversionistas, requerirán de modificaciones de los propios proyectos, o de la postergación del momento de la inversión, con el fin de alcanzar los parámetros de decisión de los inversionistas. Por consiguiente, son proyectos con alto nivel de riesgo para el cumplimiento de los objetivos de los planes analizados.

Para efecto de comparación, los costos particulares de cada proyecto, provienen de la data anual entregada por los promotores activos de los proyectos. Además, se le agregan los costos de peaje, dependiendo del origen de la generación y se deducen como gasto los impuestos generados por la utilidad contable estimada en los períodos anuales, dentro del horizonte de análisis.

Con el fin de aproximarnos lo más posible a las condiciones reales del Mercado Eléctrico, se evalúan como beneficios de cada proyecto el ingreso operativo, resultante del producto de la energía generada por el SDDP para cada central de generación, valorada por el precio promedio anual de contrato de la energía, como un indicador aceptable del precio de mercado a recibir por los generadores en expansión.[9]

8 Es el termino que se utiliza para referirse a la medición o asignación de valor a los impactos socio-económicos

9 Precios promedios ponderados de potencia y energía asociada, derivada de los contratos vigentes, años 2009-2023, publicados en la Web por la ASEP.

En adicción, se define como beneficio la remuneración del componente de potencia, la cual resulta del producto de la potencia firme aportada por el proyecto, toda la cual se considera contratada, valorada por el precio promedio anual de potencia de los contratos de compra vigentes, también como un indicador real del precio de mercado. [10]

En fin, el riesgo asociado a cada proyecto se evalúa por medio de las diferencias resultantes de aplicarle al escenario de referencia, los cambios a analizar. El Anexo 5, describe en detalle las definiciones y metodologías utilizadas en este capítulo.

En el Cuadro 8.1 se presentan los costos marginales del escenario de referencia (REGMHTCB11), con los precios promedios anuales de la energía y potencia de los contratos de suministro en vigencia en el período 2011-2025, de los agentes generadores con los agentes distribuidores del Sistema Interconectado Nacional, utilizados para el desarrollo de los análisis de rentabilidad.

Cuadro 8.1, Costos Marginales y Precios Promedios de Contrato de Energía y Potencia de los Proyectos del Caso REGMHTCB11.

AÑO	CASO REGMHTCB11		
	COSTO MARG. DE ENERGIA	PRECIO PROMEDIO CONTRATO DE ENERGIA	PRECIOS PROMEDIOS DE CONTRATO DE POTENCIA
	$/ MWh		$/ kW -mes
2011	190.226	91.05	14.53
2012	140.184	84.45	14.83
2013	115.281	82.88	15.95
2014	101.501	75.76	16.81
2015	103.323	78.85	15.99
2016	95.096	59.63	15.99
2017	75.664	59.63	16.16
2018	70.502	59.63	16.24
2019	83.355	59.63	16.85
2020	83.328	65.03	17.02
2021	90.808	65.03	20.05
2022	88.026	67.14	20.05
2023	76.154	67.14	21.45
2024	81.352	67.65	21.45
2025	90.292	67.65	21.45
PROME 2011-25	99.01	70.08	17.65
PROME 2011-14	136.80	83.53	15.53
PROME 2011-18	111.47	73.98	15.81
PROME 2015-18	86.15	64.44	16.09
PROME 2018-25	84.76	65.61	19.76

FUENTE: Elaboración de ETESA con base en información de ASEP, Mercado Mayorista de Electricidad, Contratos de Suministros
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

10 ASEP, Mercado Mayorista de de electricidad, Contratos de Suministros de las Distribuidoras EDECHI, EDEMET Y ENSA, Contrato de compra de energía y Potencia vigentes años 2009-2023

Análisis de Rentabilidad al Caso Base

En consideración que los riesgos de un proyecto se definen como la variabilidad de los flujos de caja derivados de un ejercicio con respecto a los estimados. Mientras más grande sea esta variabilidad, mayor es el riesgo. De esta forma el riesgo cuantificado se manifiesta en la variabilidad de los rendimientos entre el caso base estimado y los cambios introducidos.

Para el análisis de riesgo del Plan Indicativo de Generación, se decidió por la comparación de los flujos derivados de los análisis de rentabilidad de los proyectos de expansión de la generación, en un escenario de demanda media de crecimiento de la energía y potencia, con diversas alternativas de expansión de mínimo costo.

Al ser las actuales alternativas de expansión, básicamente planes enfatizados en el fuerte desarrollo del recurso hidrológico en el período crítico 2011-2014, se mantiene igual para todos los escenarios principales considerados, con diferencias solo perceptibles en el largo plazo, 2015-2025. Se desarrollan más de 41 proyectos hidroeléctricos, con más de un 1.1 GW de potencial hídrico en el período crítico, el cual se completa con la adición de una granja eólica de 150 MW, para cubrir la demanda, en estos cuatro años.

Las variantes de expansión de la generación eléctrica en el país analizadas son en primer lugar el plan de referencia, REGMHTCB11, el cual complementa el desarrollo del potencial hídrico con la incorporación de 1 GW de centrales de generación eléctrica con base en carbón, a partir del 2018. Como segunda variante de expansión, se tiene el caso que enfatiza en la explotación máxima del potencial eólico, REGMHCBEO11, con la incorporación de 240 MW de esta fuente.

Como ultima variante de expansión, se presenta el caso REGMHTTLA11, el cual muestra una diferencia perceptible con las otras dos variantes, en la que se inserta una nueva fuente, el GNL , por medio de la incorporación a partir del año 2018 de varias centrales con una capacidad total de 1050 MW.[11]

Esta inflexibilidad en la optimización del plantel de expansión es forzada por la realidad del sistema, de la incorporación de gran cantidad de proyectos hidroeléctricos pequeños y medianos en vías de construcción, enfatizados en el período firme y de las expectativas más recientes con respecto a las licitaciones de suministro de potencia y energía, que han derivado de los contratos de largo plazo.

La similitud de los tres casos analizados, dan como resultado costos marginales muy similares, indicadores idóneos para el repago de las inversiones del sector, por ser todos planes con preponderancia

11 La flexibilidad y modulación que tiene el GNL, ante las otras fuentes térmicas, en especial a su ventaja comparativa de precio del insumo y a los efectos contaminantes versus el carbón, logra sustituir totalmente esta ultima fuente. La principal limitante que tiene la fuente gas, depende de la certeza de disponibilidad en la fecha prevista.

hidroeléctrica, especialmente en el período crítico 2011-2014. Esta indiferencia en los resultados permite que se pueda utilizar cualquiera de los tres casos como referencia ante los cambios originados en las posibles y más significativas fuentes de riesgos asociados a los proyectos.

Por ende se utilizará el caso REGMHTCB11 como "***caso base o de referencia***" para comparar los cambios en las rentabilidades de los proyectos con cada uno de las variaciones planteadas, como producto de los riesgos a considerar. Como mencionamos anteriormente, se evalúa en primer lugar la rentabilidad propia del proyecto, luego del inversionista (con financiamiento) y finalmente la rentabilidad económica de los nuevos proyectos que se integran en el caso.[12]

REGMHTCB11

Análisis de rentabilidad de los proyectos incorporados al caso con demanda media hidrotérmico con carbón REGMHTCB11, dentro de un escenario coordinado con los países de Centroamérica y de la incorporación de la Interconexión de SIEPAC desde el año 2012.[13]

Autosuficiencia Financiera

Los resultados de esta evaluación indican que la mayoría de los nuevos proyectos hidroeléctricos y térmicos incorporados no superan la tasa referencial de recuperación de activos, del 12%, por sí mismos. El análisis pretende determinar en primera instancia la viabilidad financiera de los proyectos.

Entre los proyectos relevantes por su calidad estratégica, solo cinco proyectos hidroeléctricos de 14 proyectos de alta y media capacidad superaron los indicadores de autosuficiencia financiera.[14] Estos proyectos son Baitún, Bonyic, Chan I, Lorena, y Pando correspondientes a 408 MW instalados de un total de 1,020 MW con esta calidad a instalar en el caso REGMHTCB11, un 40% del potencial hídrico estratégico a instalar en el período crítico. La potencia aportada por estos proyectos rentables, es el 53% de los 771 MW del total de proyectos hidroeléctricos de alta envergadura que han de instalarse en el período 2011 -2014. Los proyectos estratégicos que no alcanzaron los indicadores de autosuficiencia, presentaron TIR de 6.8 a 11.7 %. Estando la mayor parte sobre la franja de 9.3% de TIR, con la excepción del proyecto Bajo Frío el cual alcanza solo un 6.8% de retorno. Con respecto al período de recuperación, los proyectos deficitarios, lo hacen en menos de 9 años con la excepción del proyecto de Bajo Frío el cual alcanza un indicador de 11 años.

[12] Considerado como el caso de Referencia o Base. Corresponde a la demanda media o conservadora e incorpora el máximo recurso nacional disponible

[13] Conexión SIEPAC PA-CR en operación a finales del segundo semestre del 2010.

[14] Proyectos hidroeléctricos mayores o iguales a 30 MW, considerados como *"Proyectos Estratégicos"*. Por conveniencia de análisis, en este grupo se incluye el proyecto hidroeléctrico de Gualaca de 25.2 MW, el cual condiciona la operación de los otros dos proyectos en cascada, de la cuenca del río Chiriquí, Lorena y Prudencia.

Entre los proyectos de mediana capacidad, mayores de 20 MW pero menores de 30 MW, tenemos solo tres proyectos por una cantidad total de 74 MW, donde solo el proyecto Pedregalito con 20 MW, superó la autosuficiencia financiera.

Adicionalmente, solo nueve proyectos del grupo de media y pequeñas hidroeléctricas, superaron el índice de rentabilidad de autosuficiencia financiera, los proyectos Bajo Totuma, Cochea, Mendre 2, Perlas Norte, Perlas Sur, Planetas 2, Potrerillos, El Síndigo y Terra 4.[15] De los más de 24 proyectos de pequeña capacidad, solo estos proyectos superaron los indicadores de rentabilidad. Proyectos, que suman 68 MW de los 263 MW de hidroeléctricas de esta capacidad, correspondientes a un 3% del total a instalar durante el horizonte del análisis, especialmente en el período firme o crítico.

Los rangos de la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los proyectos de este grupo de pequeñas centrales hidroeléctricas van del 13.1%, del proyecto Planetas 2 al 16.7 % de Perlas Norte. Con períodos de recuperación de seis y siete años muy aceptables para proyectos con una vida útil entre 40 y 50 años. Estos altos resultados de estos proyectos en comparación de los que no alcanzaron los índices de rentabilidad, se deben a los bajos costos unitarios de inversión de 2,000 a 2,500 por KW instalado.

El grueso de los proyectos hidroeléctricos de mediana y baja capacidad, no superan la autosuficiencia financiera. Se encontraron tasas de retorno de 4.0% y períodos de recuperación del capital de más de 10 años, entre estos se destaca el proyecto RP-490 con 14 años, parámetro inaceptable para este tipo de proyectos, debido específicamente a su alto costo unitario de inversión.

Como parte del plan firme[16], se incorpora una fuente de energía renovable, novedosa para el Sistema interconectado Nacional, como es el Proyecto Eólico I, que con un costo de operación bajo y un costo de inversión unitaria bajo, declarado por sus promotores, supera los indicadores generales de autosuficiencia del proyecto. El Proyecto Eólico, presenta parámetros aceptables como una TIR de 16.2% y un período de recuperación de 6 años.

Con respecto a la componente térmica de un plan preponderantemente hidroeléctrico, el cual utiliza casi todo el potencial hídrico aprovechable, con el fin de garantizar la capacidad de potencia del sistema se introducen cuatro centrales de carbón de 250 MW, para un subtotal de 1000 MW, a partir del año 2018. Todas las centrales térmicas en expansión no superaron los parámetros de rentabilidad, con VPN muy deficitarios, TIR que alcanzaron difícilmente tasas sobre el 7% y períodos de recuperación del capital de 11 años.

Los datos utilizados para realizar el análisis financiero de este caso se presentan en el Cuadro 8.2. [17]

15 Proyectos menores de 30 MW de capacidad.

16 Son proyectos que se presentan en todos los planes alternativos.

17 Por metodología se le aplica la misma generación y retorno en el periodo de evaluación.

Cuadro 8.2, Autosuficiencia Financiera del Caso REGMHTCB11.

RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN(2011-2025)
REGMHTCB11

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPN (k$)	TIR	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2,015	97,997	-47,991	4.1%	15
BAJO TOTUMA	2,013	12,500	2,614	15.2%	6
BAITUN	2,012	190,808	9,894	12.7%	7
BAJO FRIO	2,013	165,000	-63,084	6.2%	12
BARTOLO	2014	37000	-3,749	10.5%	9
BAJO MINA	2,011	150,000	-44,579	6.8%	11
BONYIC	2,013	75,120	4,069	12.8%	7
BURICA	2,014	140,000	-17,580	9.7%	9
CALDERA	2,013	8,800	-1,401	9.7%	9
CAÑAZAS	2,014	14,850	-2,594	9.3%	10
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2,011	389,000	162,585	17.7%	5
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2,016	550,000	-57,467	10.3%	8
COCHEA	2,012	36,000	6,078	14.7%	7
EL ALTO	2,013	141,000	-20,186	9.9%	9
EL FRAILE	2,011	13,680	-138	11.8%	8
GUALACA	2,012	87,650	-7,697	10.8%	8
LAGUNA	2,014	24,500	-3,296	10.0%	9
LA HUACA	2,012	12,625	-1,222	10.5%	9
LAS CRUCES	2,014	24,000	-3,294	9.9%	9
LORENA	2,011	117,560	10,015	13.3%	6
LOS ESTRECHOS	2,014	27,000	-9,852	6.5%	12
MENDRE 2	2,012	20,010	2,965	14.2%	7
MONTE LIRIO	2,013	123,960	-23,169	9.3%	9
OJO DE AGUA	2,014	16,418	-1,928	10.3%	9
PANDO	2,013	75,387	14,319	14.5%	6
PEDREGALITO	2,011	40,000	5,334	14.2%	6
PEDREGAL 2	2,011	28,600	-724	11.6%	7
PERLAS NORTE	2,012	20,000	6,174	16.6%	6
PERLAS SUR	2,012	20,000	5,591	16.1%	6
PLANETAS I	2,011	15,500	-2,301	9.5%	9
PLANETAS 2	2,014	7,826	2,281	16.8%	8
POTRERILLOS	2,014	8,445	1,673	14.8%	7
PRUDENCIA	2,011	194,780	-39,743	8.8%	10
REMIGIO ROJAS	2,013	19,290	-2,021	10.4%	8
RP490	2,013	45,000	-20,370	4.3%	14
SAN ANDRES	2,013	22,500	-3,235	9.7%	9
SAN LORENZO	2,014	25,900	-10,947	5.7%	13
SANTA MARIA 82	2,014	57,260	-19,540	6.9%	11
EL SINDIGO	2,013	12,144	1,231	12.8%	8
TABASARA II	2,016	80,070	-8,366	10.6%	8
TIZINGAL	2,013	11,600	3,324	16.0%	6
TERMICOS					
CB 250 a	2,018	412,500	-133,706	7.1%	11
CB 250 b	2,020	412,500	-130,408	7.1%	11
CB 250 c	2,022	412,500	-126,074	7.2%	11
CB 250 d	2,023	412,500	-126,898	7.2%	11
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2,013	225,000	60,092	16.2%	6

En los anexos pertinentes se presentan los resultados por Proyecto.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Evaluación del Inversionista

Este análisis intenta simular las condiciones de decisión de inversión del mercado. El mismo define la inclinación de los inversionistas privados hacia el sector, en condiciones generales. El efecto de *"apalancamiento financiero"* mejora la condición de inversión de los

proyectos, analizada en el aparte anterior.[18]

El análisis financiero de los inversionistas muestra una mejora general de los proyectos que conforman el caso de referencia con respecto al análisis anterior, dado que la mayor parte de los proyectos hidroeléctricos en expansión, incluidos en el plan en análisis superan los criterios de aceptación financiera, por lo que son rentables y tienen alta posibilidad de realización.

De los nueve proyectos estratégicos, aquellos mayores de 30 MW de capacidad, que no superaron los parámetros de decisión del análisis anterior solo el proyecto Bajo Frío (56MW) no superó este análisis. El resto de los proyectos estratégicos, con una capacidad instalada de 556 MW se agregan a los proyectos que superan esta rentabilidad, lo que corresponden casi a un 95% de los proyectos de alta capacidad. Este grupo mantienen tasas de TIR entre 15.2 y 29.5% y períodos de recuperación capital que van de 3 a 7 años. Los proyectos Bajo Mina (56 MW), Burica (50 MW), Bonyic (31.3 MW), Chan I (223 MW), Chan II (214 MW), El Alto (68 MW), Lorena (33.8), Prudencia (56 MW), y Tabasará (35 MW), que no superaron el análisis anterior, obviamente mejoran sus tasas de rentabilidad pasando de tasas tan bajas de 9% hasta tasas no menores de 13.3%, con respecto al análisis anterior.

La excepción del proyecto Bajo Frío el cual no supera adecuadamente los parámetros de rentabilidad de este análisis. Esta baja rentabilidad se origina en su alto costo de inversión unitaria, mayor 2,900 dólares por KW instalado y a una baja capacidad firme versus la capacidad total instalada (menos de 30%).

El otro resto de proyectos hidroeléctricos, que conforman el plantel de medianas y pequeñas hidroeléctricas son la mayor parte rentables. De veintiocho proyectos solo cuatro no superan los parámetros de rentabilidad, se dividen con una preponderancia hacia las rentables en una proporción de 7 a 1. De veinticuatro proyectos de menos de 15 MW instalados, 22 proyectos con 170 MW superaron adecuadamente los indicadores de rentabilidad, los otros dos proyectos con 18 MW, no.

Con respecto a proyectos mayores de 20 MW, pero menores de 30 MW, dos proyectos no superaron los índices de rentabilidad financiera. Los proyectos de Barro Blanco (28.8 MW) y Santa María 82 o SM82 (25.6 MW) tienen tasas de retorno de 3.9 y 9.1%, respectivamente. Al igual que períodos de recuperación altos de 18 y 11 años, debido en gran parte a montos de inversión unitarios muy altos y/o capacidad firme baja.

En el componente térmico del Plan, ninguno de las grandes centrales de

[18] El apalancamiento es la relación entre capital propio y crédito invertido en una operación financiera. Al reducir el capital inicial que es necesario aportar, se produce un aumento de la rentabilidad obtenida. El incremento del apalancamiento también aumenta los riesgos de la operación, dado que provoca menor flexibilidad o mayor exposición a la insolvencia o incapacidad de atender los pagos

carbón (250 MW), superó los indicadores de gestión, con tasas de retorno de 9% o menos y períodos de recuperación de12 años o más. Desde el punto de vista de este análisis, estos proyectos son inaceptables para inversión.

El proyecto Eólico I, que ya mostraba parámetros de aceptación del análisis anterior, con un 16.2%, es favorecido por el palanqueo financiero, lo cual lo hace más rentable, 25.5%. Estos resultados, probablemente se fundamentan y dependen de la entrada oportuna del proyecto en el año 2013, con lo cual se aprovechan en los primeros años de operación de los altos niveles de costos marginales del sistema.

Aunque, con base en los resultados del presente análisis de rentabilidad de los inversionistas se concluye, que existen fuertes riesgos de culminación en solo un proyecto hídrico estratégico y dos proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad, por una cantidad de 110 MW. Estos proyectos deberían ser replanteados por sus promotores en magnitud, complejidad, capacidad y redefinir el momento oportuno de inversión, con lo cual se afectaría el aporte a la oferta en el caso REGMHTCB11 de 36 MW de capacidad firme, entre los años 2013 – 2015. Estos resultados son consecuencia de los altos montos unitarios de inversión y de la relación capacidad firme versus capacidad instalada de estos proyectos. Lo que los convierte en deficitarios y en un serio riesgo para el cumplimiento del caso.

Entre los proyectos de pequeña capacidad que no superaron los indicadores de rentabilidad financiera, para los promotores se encuentran RP490 (10 MW) y San Lorenzo (8.4 MW). Estos proyectos presentan tasas de retorno para los inversionistas de solo 8.4 y 6.7%, respectivamente, con períodos de recuperación del capital de por lo menos 11 años, los cuales lo ubican en el área oscura de rentabilidad que muy difícilmente, cambian hacia el área positiva de rentabilidad. Aunque los mismos son de riesgo para su implementación, dada su magnitud, no son de riesgo para el caso de referencia.

En el componente térmico del caso, los proyectos genéricos de carbón no alcanzaron los indicadores de rentabilidad adecuados, los mismos conforman 1000 MW, aproximadamente 850 MW de potencia firme que requiere el sistema para los últimos años del horizonte del análisis. Por lo cual de no mejorar los parámetros de rentabilidad gracias a una mejor gestión de operación de estas centrales genéricas, se convierten en un riesgo grande y probable, a partir del año 2018 para el cumplimiento del caso, o sea que el mismo pueda surtir la demanda.

En cambio el proyecto Eólico I, con entrada en operación en el año 2013 es rentable a pesar de las características particulares de este tipo de proyecto, en la cual no se remunera la potencia aportada al sistema y la energía se valora de acuerdo a los costos marginales alcanzados por el sistema, por lo cual presenta valores de rendimiento financieros sumamente positivos, una alta TIR de 25.5%, un

VPN de más de 94 millones y la recuperación del capital, en solo 4 años.

Por consiguiente, desde el punto de vista financiero la implementación física del Proyecto Eólico I, el cual puede realizarse en menos de dos años, no implica riesgos de cumplimiento para el caso REGMHTCB11.

Los resultados del análisis de rentabilidad de los inversionistas, proyectan la existencia de riesgos reales para el cumplimiento de la oferta del caso REGMHTCB11, o sea la expansión de capacidad en las fechas previstas por el plan, por los proyectos hidroeléctricos Bajo Frío, Barro Blanco, RP-490 y San Lorenzo, originados en las dificultades que tienen estos proyectos, que aún no han iniciado construcción, en obtener el repago del capital a invertir, por lo cual sus inversionistas están en condiciones de replantear los proyectos y la fecha de incorporación al mercado. Proyectos que en conjunto, totalizan más de 130 MW de capacidad instalada y 40 MW de capacidad firme, que podrían no cubrir la demanda del caso. Enfatizando, que el riesgo, es de mayor importancia ya que estos proyectos, deben iniciar dentro del período crítico o de corto plazo, años 2011-2014.

De mayor gravedad es la situación presentada por los proyectos térmicos genéricos con base en el carbón los que no presentan valores aceptables de rentabilidad para sus inversionistas, lo que origina un gran riesgo en el cumplimiento del caso REGMHTCB11, a partir del año 2018.

Los valores calculados y empleados para realizar el análisis de la rentabilidad de los inversionistas se muestran en el Cuadro 8.3.

Cuadro 8.3, Evaluación a precios económicos del Caso REGMHTCB11.

PROYECTOS DE EXPANSION

RENTABILIDAD ECONOMICA DE LOS PROYECTOS EN EXPANSION

DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN(2010-2023)

REGMHTCB11

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPNE (k$)	TIRE	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2,015	97,997	-33,345	4.9%	15
BAJOS DE TOTUMA	2,013	12,500	12,879	21.9%	4
BAITUN	2,012	190,808	150,853	18.2%	5
BAJO FRIO	2,013	165,000	-21,789	8.0%	11
BARTOLO	2,014	37,000	14,002	14.2%	8
BAJO MINA	2,011	150,000	27,852	11.9%	8
BONYIC	2,013	75,120	61,131	18.0%	5
BURICA	2,014	140,000	26,188	11.5%	8
CALDERA	2,013	8,800	2,765	13.0%	8
CAÑAZAS	2,014	14,850	3,693	12.4%	8
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2,011	389,000	511,199	22.9%	3
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2,016	550,000	218,759	14.1%	7
COCHEA	2,012	36,000	32,366	20.5%	5
EL ALTO	2,013	141,000	52,826	13.5%	8
EL FRAILE	2,011	13,680	7,697	16.9%	6
GUALACA	2,012	87,650	48,003	15.3%	6
LAGUNA	2,014	24,500	8,210	13.3%	8
LA HUACA	2,012	12,625	4,990	14.4%	7
LAS CRUCES	2,014	24,000	4,730	11.8%	9
LORENA	2,011	117,560	75,986	19.3%	4
LOS ESTRECHOS	2,014	27,000	4,608	11.8%	11
MENDRE 2	2,012	20,010	18,213	20.0%	5
MONTE LIRIO	2,013	123,960	32,514	12.5%	8
OJO DE AGUA	2,014	16,418	12,163	19.7%	7
PANDO	2,013	75,387	82,676	20.1%	5
PEDREGALITO	2,011	40,000	35,049	21.3%	4
PEDREGAL 2	2,011	28,600	17,865	16.4%	5
PERLAS NORTE	2,012	20,000	24,860	23.9%	4
PERLAS SUR	2,012	20,000	23,844	22.9%	4
PLANETAS I	2,011	15,500	4,091	13.2%	7
PLANETAS 2	2,014	7,826	7,723	21.4%	5
POTRERILLOS	2,014	8,445	8,716	20.9%	5
PRUDENCIA	2,011	194,780	46,084	12.4%	8
REMIGIO ROJAS	2,013	19,290	8,646	14.6%	7
RP490	2,013	45,000	-14,395	5.3%	14
SAN ANDRES	2,013	22,500	6,774	13.2%	8
SAN LORENZO	2,014	25,900	1,448	10.2%	10
SANTA MARIA 82	2,014	57,260	-3,238	8.8%	10
EL SINDIGO	2,013	22,000	15,941	17.4%	6
TABASARA	2,016	80,070	39,534	14.4%	7
TIZINGAL	2,013	11,600	14,152	22.4%	4
TERMICOS					
CB 250 a	2,018	412,500	54,709	11.0%	9
CB 250 b	2,020	412,500	60,943	11.2%	9
CB 250 c	2,022	412,500	68,770	11.4%	8
CB 250 d	2,023	412,500	65,377	11.3%	8
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2,013	225,000	262,648	23.7%	4

En los cuadros adjuntos se presentan los resultados por Proyecto.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Evaluación a Precios Económicos

Casi la totalidad de los proyectos hidroeléctricos, térmicos y el proyecto eólico del caso REGMHTCB11, presentan valores aceptables para los criterios de decisión económica, en razón que agregan aumento de consumo de un bien necesario para el desarrollo de la sociedad. La excepción es una mínima porción de los proyectos hidroeléctricos pertenecientes a este plan de generación. Solo cuatro proyectos de un total de 41 proyectos no superan los impactos negativos.

La implementación del caso REGMHTCB11, es beneficioso para el desarrollo del país, dado que esta mayoría de proyectos superaron efectivamente los indicadores de aceptación social. Los proyectos rentables corresponden al 91% de la generación hidroeléctrica a instalar, al 85 % de la energía firme de este potencial.

El Valor Presente Neto Económico (VPNE) de los proyectos hidroeléctricos que superaron los indicadores económicos de rendimiento, va de aproximadamente 1 millón de dólares en el Proyecto San Lorenzo a más de 500 millones, en el caso particular de Chan I. La Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) de estos proyectos superan ampliamente la tasa de descuento económico de 9.5%, llegando hasta 23.8% en el caso de Chan I y hasta 46% en el caso particular del pequeño proyecto de Perlas Norte, gracias a su relación particular de potencia firme con respecto al total de la capacidad instalada.

La excepción fue el proyecto estratégico de Bajo Frío y los proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad de Barro Blanco y SM82, con tasas de retorno que tampoco superaron el análisis económico al igual que el análisis de autosuficiencia como el de los inversionistas, con valores bajos de rentabilidad económica de TIRE de 5 a 8%, períodos de recuperación del capital que van de 11 a 15 años, que hacen muy difícil el repago de los proyectos. Aunque en conjunto este grupo de proyectos corresponden a menos de 110 MW, solo un 4% de la expansión aportada por el Plan REGMHTCB11 y corresponden al 7% de la oferta planteada en el período crítico.

El otro proyecto hidroeléctrico que no superó este análisis económico, por su comportamiento negativo, es el proyecto RP-490, el cual tiene un VPNE negativo de más de 15 millones, un TIRE de solo 8.8 un período de recuperación de capital de 10 años, respectivamente.

En el sector térmico conformado por las centrales de carbón, todos los proyectos superan marginalmente los indicadores de rendimiento económico. Aunque estos proyectos son deficitarios en los otros análisis de autosuficiencia y del inversionista. Superan la rentabilidad económica con un VPNE que van de 55 a 69 millones, una TIRE de 5.4% y un período de recuperación de 8 y 9 años.

El Proyecto Eólico I, siendo un proyecto que opera con un recurso libre y alternativo con beneficios para la población nacional, supera los

criterios de decisión económica, en razón de los importantes beneficios que aporta el proyecto a la sociedad, como son la disminución de los gases de invernadero, la disminución de la balanza de pagos por la disminución significativa en el volumen de barriles equivalentes de Petróleo (BEP), dada la metodología aplicada en este análisis, no son cuantificados.

En suma, el sentido teórico de este análisis es verificar la rentabilidad social de los proyectos, con lo cual aquellos que no superan el análisis de rentabilidad del inversionista y tampoco los parámetros de decisión social, deben de ser replanteados totalmente o eliminados del caso. Este replanteamiento de los proyectos en su magnitud, complejidad, en últimas instancias definirá con mayor soporte su decisión de inversión. Desde el punto vista de este análisis, los proyectos que se encuentran en esta condición, están en riesgos de culminación, por consiguiente deben ser considerados totalmente riesgosos para el cumplimiento de la oferta planeada en el caso analizado, REGMHTCB11.

Por otro lado los proyectos que superan este análisis, de manera que desde el punto de vista social son útiles para la sociedad, pero no así superan el análisis de rentabilidad de los inversionistas, tienen la posibilidad de variar su gestión o de obtener la posibilidad de encontrar ayuda adicional por parte del estado, o de entidades supranacionales, en forma que el VPN de los inversionistas deje de ser deficitarios, con el fin de que la implementación de estos proyectos benéficos para la sociedad se implementen. Los proyectos que se encuentran es esta condición, parcialmente son medianamente riesgosos para el cumplimiento del Plan REGMHTCB11.

Cuadro 8.4, Evaluación a precios económicos del Caso REGMHTCB11.

PROYECTOS DE EXPANSION

RENTABILIDAD ECONOMICA DE LOS PROYECTOS EN EXPANSION

DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN(2010-2023)

REGMHTCB11

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k $)	VPNE (k$)	TIRE	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2,015	97,997	-33,345	4.9%	15
BAJOS DE TOTUMA	2,013	12,500	12,879	21.9%	4
BAITUN	2,012	190,808	150,853	18.2%	5
BAJO FRIO	2,013	165,000	-21,789	8.0%	11
BARTOLO	2,014	37,000	14,002	14.2%	8
BAJO MINA	2,011	150,000	27,852	11.9%	8
BONYIC	2,013	75,120	61,131	18.0%	5
BURICA	2,014	140,000	26,188	11.5%	8
CALDERA	2,013	8,800	2,765	13.0%	8
CAÑAZAS	2,014	14,850	3,693	12.4%	8
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2,011	389,000	511,199	22.9%	3
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2,016	550,000	218,759	14.1%	7
COCHEA	2,012	36,000	32,366	20.5%	5
EL ALTO	2,013	141,000	52,826	13.5%	8
EL FRAILE	2,011	13,680	7,697	16.9%	6
GUALACA	2,012	87,650	48,003	15.3%	6
LAGUNA	2,014	24,500	8,210	13.3%	8
LA HUACA	2,012	12,625	4,990	14.4%	7
LAS CRUCES	2,014	24,000	4,730	11.8%	9
LORENA	2,011	117,560	75,986	19.3%	4
LOS ESTRECHOS	2,014	27,000	4,608	11.8%	11
MENDRE 2	2,012	20,010	18,213	20.0%	5
MONTE LIRIO	2,013	123,960	32,514	12.5%	8
OJO DE AGUA	2,014	16,418	12,163	19.7%	7
PANDO	2,013	75,387	82,676	20.1%	5
PEDREGALITO	2,011	40,000	35,049	21.3%	4
PEDREGAL 2	2,011	28,600	17,865	16.4%	5
PERLAS NORTE	2,012	20,000	24,860	23.9%	4
PERLAS SUR	2,012	20,000	23,844	22.9%	4
PLANETAS I	2,011	15,500	4,091	13.2%	7
PLANETAS 2	2,014	7,826	7,723	21.4%	5
POTRERILLOS	2,014	8,445	8,716	20.9%	5
PRUDENCIA	2,011	194,780	46,084	12.4%	8
REMIGIO ROJAS	2,013	19,290	8,646	14.6%	7
RP490	2,013	45,000	-14,395	5.3%	14
SAN ANDRES	2,013	22,500	6,774	13.2%	8
SAN LORENZO	2,014	25,900	1,448	10.2%	10
SANTA MARIA 82	2,014	57,260	-3,238	8.8%	10
EL SINDIGO	2,013	22,000	15,941	17.4%	6
TABASARA	2,016	80,070	39,534	14.4%	7
TIZINGAL	2,013	11,600	14,152	22.4%	4
TERMICOS					
CB 250 a	2,018	412,500	54,709	11.0%	9
CB 250 b	2,020	412,500	60,943	11.2%	9
CB 250 c	2,022	412,500	68,770	11.4%	8
CB 250 d	2,023	412,500	65,377	11.3%	8
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2,013	225,000	262,648	23.7%	4

En los cuadros adjuntos se presentan los resultados por Proyecto.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

RESUMEN

En resumen, podemos mencionar, que con base en los análisis de rentabilidad, que el Caso de Demanda Media con Carbón (REGMHTCB11), caso de referencia, en general presenta un panorama halagüeño para la implementación efectiva de la mayoría de los generadores, en especial del potencial hidroeléctrico considerado para la expansión en este plan. Estas conclusiones son consecuentes con los resultados, en donde solo una mínima porción de los proyectos en expansión no cubren sus necesidades financieras con los costos marginales del sistema.

Los proyectos hidroeléctricos de Bajo Frío, y los proyectos de mediana capacidad Barro Blanco SM82, y el proyectos de RP-490, no superaron los flujos de decisión de ninguno de los tres análisis de rentabilidad, por lo cual podemos decir que estos proyectos del plan REGMHTCB11, son inviables económicamente o sea que difícilmente se repagan las inversiones y por consiguiente se encuentran en riesgo total de realización. Los mismos corresponden a más de 100 MW, especialmente en los primeros cinco años del análisis, aunque afecta a menos del 5% de la oferta hídrica propuesta.

La incorporación al sistema de las nuevas centrales térmicas con base en el carbón importado, con el fin de cubrir la necesidad de potencia, a partir del año 2018, garantizaría la oferta necesaria para cumplir con el crecimiento de la demanda, dentro de las restricciones que se le han impuesto. Aunque las centrales CB 250 MW, no superan los indicadores de auto sostenibilidad y de la rentabilidad del inversionista con una tasa de solo 9.0%, es posible que con condiciones levemente más favorables, como un incremento de los costos marginales del sistema en los últimos años del análisis, sean aceptables a la inversión. Al superar las centrales de 250 MW con carbón el análisis económico se consideran las mismas como medianamente viables dentro del plan de generación.

Con respecto al Proyecto Eólico al incorporarse al plantel de generación en el año 2011, cual por metodología utilizada en estos análisis no se le ha agregado la cuantificación de algunos beneficios imputables al Proyecto, como es la disminución de gases que provocan el cambio climático, que de asignarle estos beneficios indirectos, superaría en demasía los criterios de decisión económica. En vista que este proyecto superó el análisis de autosuficiencia y del inversionista y el análisis de rentabilidad económica, se considera que no tiene riesgos para su implementación.

Es de destacar que por integridad del análisis, los precios promedios de contrato de energía utilizados en los análisis de rentabilidad, para determinar los riesgos asociados de los proyectos, son los costos marginales, en todo el horizonte del análisis especialmente en el período crítico 2011-2014, en donde se presentan valores promedio de 136.82 $/MWh durante los cuatro años alcanzando su tope en el propio año 2011 con los 190.26 $/MWh. Es

necesario mencionar que estos precios son mayores a los precios promedios de contrato obtenidos por los generadores en el horizonte del caso, con lo cual estos proyectos son beneficiados por mayores ingresos por energía.

Durante todo el período de análisis 2011-2025, los precios contratados de energía son en promedio 70.08 $/MWh, menores en un 28% a los costos marginales del Plan. Para todo el período de análisis, el precio promedio de los contratos de potencia se encuentran en 14.89/ kW - mes, un 65% mayor al precio de potencia regulado y vigente de 8.96 MWh. El cargo por potencia alcanza un valor promedio de de 21.45 $/ kW – mes, en el año 2023.[19]

En síntesis, luego de analizados los proyectos de expansión considerados en el caso REGHTCB11, por medio de los tres análisis de autosuficiencia, del repago financiero de los inversionistas y del previsto beneficio económico–social. Se deduce que existen riesgos reales para el cumplimiento cabal de la oferta del caso REGMHTCB11, por la duda en la incorporación efectiva de algunos proyectos de expansión, en las fechas previstas por el plan. Estos son los proyectos hidroeléctricos Bajo Frío, Barro Blanco, RP-490, San Lorenzo, proyectos que en conjunto, totalizan 120 MW de capacidad instalada y 35 MW de capacidad firme, que podrían no cubrir la demanda del caso.

Por otro lado los proyectos térmicos con base en el carbón, no obtienen el repago adecuado para los inversionistas, aunque desde el punto de vista de la sociedad los mismos son rentables y necesarios. Por consiguiente, se ha de considerar que existe un riesgo probable e importante para la entrada oportuna de todos estos proyectos térmicos y por ende del caso, de no mejorar los costos marginales anuales del sistema a partir del año 2020.

En consideración a esta especial situación, se decidió evaluar con prioridad, los posibles y más significativos riesgos que se asocian a algunos de los proyectos hídricos estratégicos y de gran capacidad, para cumplir con la demanda prevista del sistema. Por lo cual se utilizarán los resultados del caso REGMHTCB11, como referencia ante los posibles cambios originados en algunas fuentes generales de riesgos asociados a los proyectos considerados.

[19] Con base en los contratos de compra y venta de energía y Potencia suscritos entre los agentes generadores y los agentes distribuidores.

Análisis del Riesgo de las Sensibilidades

La magnitud e importancia de los cambios originados en la rentabilidad de los proyectos, especialmente aquellos considerados estratégicos, por ser de alta y mediana capacidad de generación, define el riesgo de implementación de ellos y por ende su efecto en la realización efectiva del plan de acuerdo a las premisas previamente planteadas.

El análisis de los efectos de los atrasos en la rentabilidad de los proyectos, se realizó mediante la comparación de los resultados de la rentabilidad de los inversionistas, valorando los ingresos de los proyectos a los precios de compra de potencia y energía vigentes en el Mercado Mayorista de Electricidad.

Para el análisis se consideró que el atraso en la fecha prevista de inicio de operaciones, origina un sobrecosto a la inversión directa del proyecto, a efecto de obras adicionales, por aumentos relativos de los materiales e insumos, incrementos en la mano de obra, a servicios auxiliares requeridos y a las pérdidas de ingresos durante el lapso para completar el proyecto. Además, hay que considerar el efecto incremental en los intereses durante construcción (IDC) por el retraso en la capitalización de las inversiones.

Por consiguiente el impacto de los atrasos en la rentabilidad de los respectivos proyectos, se realizó mediante la comparación de los resultados de la rentabilidad de los inversionistas, valorando los ingresos de los proyectos a los precios de compra de potencia y energía vigentes en el Mercado Mayorista de Electricidad. Para el análisis se consideró un sobrecosto en la inversión directa total como a efecto de obras adicionales, por pérdidas contractuales e incremento del IDC.

Aunque se realizaron varias sensibilidades al caso REGMHTCB11, no a todos se analizó el riesgo a la implementación. Las sensibilidades al atraso en seis meses, de los proyectos Chan I y Baitún, al igual que la sensibilidad a la demanda alta solo definen cambios en los costos marginales casi imperceptibles, que no afectan sensiblemente la capacidad de retorno de la inversión de los proyectos, mucho menos tienen impacto por lo cual no amerita análisis posteriores que estimen un riesgo a la implementación de los mismos. Por consiguiente, no se valorarán riesgos por las sensibilidades REGMHTCB11A, REGMHTCB11B y REGMHTCB11G.

Consecuentemente, se analiza el riesgo al caso REGMHTCB11, del atraso de otros proyectos de generación que generan impactos más sensibles a los parámetros del mismo, así como, se valora el impacto que tiene en la realización efectiva del caso a un incremento del nivel precios de los combustibles utilizados en la generación.

REGMHTCB11C

Los proyectos hidroeléctricos Cañazas de 5.9 MW, Las Cruces de 9.2 MW, Los Estrechos de 10 MW, La Laguna de 9.3 MW y San Bartolo de 15.2 MW,

los cuales preveían iniciar operaciones en enero del 2014, son un grupo de pequeños proyectos localizados en una misma área, que en conjunto suman 49.6 MW, los cuales dependen de una nueva conexión al sistema, que a la fecha se encuentra en etapa de estudio.

Aunque, individualmente estos proyectos no tienen la calidad de proyectos estratégicos, en conjunto conforman un volumen de oferta relativamente importante para el sistema, que corresponde a un 4.3% de la capacidad y un 7.3 MW de la potencia firme en expansión, que deben iniciar operaciones al final del período crítico.

Estos proyectos se encuentran a la fecha en la etapa de diseño, por lo que no presentan información de avance significativo, a los que se les pueden presentar en el futuro inmediato, imprevistos naturales, geológicos y de índole constructiva que retrasen la entrada en operación de los mismos, para la fecha prevista. En consideración al posible riesgo que estos proyectos se retrasen por lo menos un año, para enero del 2015, se analiza las consecuencias en los proyectos y por defecto en el plan.

Cuadro 8.5, Costo Marginal del Sistema REGMHTCB11C vs REGMHTCB11.

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB11 Referencia	REGMHTCB11C Sensibilidad	DIFERENCIA Magnitud	DIFERENCIA Porcentual
2011	**190.23**	**190.23**	0.01	0.00%
2012	**140.18**	**140.27**	0.09	0.06%
2013	**115.28**	**115.73**	0.44	0.39%
2014	**101.50**	**107.10**	5.60	5.52%
2015	**103.32**	**101.84**	-1.48	-1.44%
2016	**95.10**	**94.91**	-0.18	-0.19%
2017	**75.66**	**75.74**	0.08	0.10%
2018	**70.50**	**70.57**	0.07	0.09%
2019	**83.35**	**83.43**	0.07	0.09%
2020	**83.33**	**83.40**	0.07	0.09%
2021	**90.81**	**90.80**	0.00	-0.01%
2022	**88.03**	**88.03**	0.00	0.00%
2023	**76.15**	**76.14**	-0.01	-0.01%
2024	**81.35**	**81.36**	0.01	0.01%
2025	**90.29**	**90.29**	-0.01	-0.01%
PROMEDIOS			0.32	0.31%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

El atraso de estos proyectos muestra mínimos cambios en los costos marginales del sistema, con respecto al caso de referencia. Un incremento de costo marginal promedio anual para todo el período de análisis de menos

de solo 0.32 $/MWh y de 0.31% promedio anual.

Aunque, dada la magnitud de los proyectos analizados, individualmente no se esperan posibilidades de fallas de energía y potencia en el sistema, ante la postergación de estos proyectos, los efectos del atraso, son únicamente evidentes en el año 2014, en que se da el atraso en la operación de los proyectos analizados con un incremento promedio de 5 $/MWh, correspondiente a un incremento anual de 6%. Las sensibilidades no muestran incrementos significativos de los costos marginales del sistema, ocasionados por el atraso de los proyectos aludidos para el resto del período.

Como era de esperar el atraso analizado con los respectivos sobre costos estimados, resultan en la disminución de los parámetros de rentabilidad, para los proyectos. La comparación de resultados muestra que un atraso en los proyectos es perjudicial para los inversionistas, sin convertirse en un riesgo perceptible para la implementación del Caso. La magnitud e importancia de los cambios se refleja en el cuadro siguiente.

Cuadro 8.6, Valores alcanzados por los Proyectos
REGMHTCB11C vs REGMHTCB11
Análisis de Rentabilidad del Inversionista

PROYECTOS		ENTRADA EN OPERACIÓN	INVERSION DIRECTA	VPN	TIR	P/R
		MES/ AÑO	K$	K$	%	AÑOS
CAÑAZAS	REGMHTCB11C (Atraso)	ENE/2015	16,335	260	12.5%	7
	REGMHTCB11	ENE/2014	14,850	2,922	19.1%	5
	DIF.		1,485	-2,662	-6.6%	2
LAS CRUCES	REGMHTCB11C (Atraso)	ENE/2015	26,400	1,272	13.3%	7
	REGMHTCB11	ENE/2014	24,000	5,621	20.2%	5
	DIF.		2,400	-4,349	-6.9%	2
LOS ESTRECHOS	REGMHTCB11C (Atraso)	ENE/2015	29,700	-2,499	9.7%	9
	REGMHTCB11	ENE/2014	27,000	-32	12.0%	8
	DIF.		2,700	-2,467	-2.3%	1
LA LAGUNA	REGMHTCB11C (Atraso)	ENE/2015	26,950	1,368	13.4%	7
	REGMHTCB11	ENE/2014	24,500	5,805	20.3%	5
	DIF.		2,450	-4,437	-6.9%	2
SAN BARTOLO	REGMHTCB11C (Atraso)	ENE/2015	40,700	-1,693	10.8%	9
	REGMHTCB11	ENE/2014	37,000	3,897	16.3%	7
	DIF.		3,700	-5,590	-5.5%	2

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11D

La introducción de la fuente eólica que está prevista para iniciar operaciones en enero del 2013, en la ausencia de la pertinente legislación y reglamentación de operación específica de la fuente, presenta grados de incertidumbre. El proyecto está diseñado para instalar 150 MW de turbinas eólicas, que se transforma en una capacidad despachable de 120 MW, lo que corresponde a 35 % de la nueva expansión de la generación en ese año. Dada las características propias de la fuente eólica, no se le reconoce al proyecto magnitud de potencia firme, como al resto de los proyectos de otras tecnologías. Por lo cual se hace necesario conocer el impacto que puede tener en el sistema, el atraso de este proyecto.

La construcción de la mayor parte de los proyectos previstos para entrar en operaciones en el año 2013, tienen contrato de potencia y energía con las distribuidoras a partir de ese año, por consiguiente las obras de construcción están fijadas por sus promotores en un plazo de finalización a diciembre del 2012.

Las obras de implementación de una granja eólica de la capacidad analizada, por lo general toman más de dos años. A la fecha, no se vislumbran adelantos físicos que muestren avances significativos del proyecto, lo que le permiten holgura alguna para finalizar los trabajos en el plazo previsto en el plan. Por lo cual, imprevistos adicionales, se pueden transformar en atrasos significativos en un cronograma ya apretado, para el inicio formal del proceso de operación de la oferta completa que al proyecto Eólico 1 a que se le asigna en el caso REGMHTCB11.[20]

[20] A la fecha, no se tiene conocimiento de la reservación efectiva ante los fabricantes, de las turbinas eólicas que requiere el proyecto.

Cuadro 8.7, Costos Marginales del Sistema REGMHTCB11D vs REGMHTCB11.

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB11	REGMHTCB11D	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2011	**190.23**	**190.30**	0.07	0.04%
2012	**140.18**	**144.36**	4.18	2.98%
2013	**115.28**	**130.63**	15.35	13.32%
2014	**101.50**	**102.53**	1.03	1.01%
2015	**103.32**	**102.80**	-0.53	-0.51%
2016	**95.10**	**95.25**	0.16	0.17%
2017	**75.66**	**75.67**	0.01	0.01%
2018	**70.50**	**70.50**	0.00	0.00%
2019	**83.35**	**83.39**	0.04	0.05%
2020	**83.33**	**83.40**	0.08	0.09%
2021	**90.81**	**90.78**	-0.03	-0.03%
2022	**88.03**	**88.02**	-0.01	-0.01%
2023	**76.15**	**76.15**	0.00	0.00%
2024	**81.35**	**81.35**	0.00	0.00%
2025	**90.29**	**90.26**	-0.03	-0.04%
PROMEDIOS			1.36	1.14%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

La postergación del inicio de operaciones del proyecto eólico origina incrementos en los costos marginales en el año 2012, con un incremento de 4.18 $/MWh, de 15.35 $/MWh en el 2013 y de 1.03 $/MWh en el año 2014. A partir del año 2015 no existen cambios significativos en los costos marginales anuales del sistema.

En general los costos marginales de este atraso en comparación con el caso de referencia no presentan incrementos significativos. El Cuadro 8.9 presenta los cambios del costo marginal ocasionados por el atraso del proyecto eólico.

Con el atraso de un año del proyecto eólico, la rentabilidad propia de los promotores disminuye con respecto al caso de referencia REGMHTCB11 como se muestra en el cuadro siguiente. El proyecto disminuye los indicadores de rentabilidad, sin pasar a parámetros deficitarios, pierde aproximadamente 50 millones en el VPN, pasa de 25.5 a 16.6% en la TIR e incrementa en dos años el período de recuperación del monto invertido. Estos resultados muestran claramente la dependencia de la rentabilidad de este proyecto al inicio de operaciones previsto, dados los mayores valores de costos marginales alcanzados en los primeros años del horizonte de análisis.

Cuadro 8.8, Valores alcanzados por el Proyecto REGMHTCB11D vs REGMHTCB11 Análisis de Rentabilidad del Inversionista

PROYECTOS	ENTRADA EN OPERACIÓN	INVERSION DIRECTA	VPN	TIR	P/R
	MES/ AÑO	K$	K$	%	AÑOS
EOLICO ꝑa REGMHTCB11	DIC /2016	225,000	94,093	25.5%	4
EOLICO ꝑa REGMHTCB11D (Atraso)	ENE /2014	247,500	44,560	16.6%	6
DIF.		22,500	-49,533	-8.9%	2

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Aunque, el retraso tiene efectos negativos para los inversionistas del proyecto eólico, reduciendo los indicadores de rentabilidad, los mismos permanecen dentro del área de excelente rentabilidad, con lo cual no existe el riesgo de implementación por falta de rentabilidad. Por consiguiente, un retraso de este proyecto, no afecta la viabilidad del Caso REGMHTCB11, ya que para la fecha está en operación una gran cantidad de proyectos hídricos, que conforman la expansión prevista en el caso.

REGMHTCB11E

El Proyecto Hidroeléctrico Chan II de 214 MW, es la última central de alta capacidad, con embalse de regulación, dentro del inventario hidroeléctrico aprovechable, el cual entra en operación en el mes de diciembre del 2016. Este proyecto marca un hito importante en el desarrollo de la expansión de la generación eléctrica en Panamá, ya que, luego de la entrada de Chan II, no existe potencial hidroeléctrico aprovechable, de esta magnitud, por lo cual la oferta de generación subsiguiente, obligatoriamente será térmica o de fuentes de energías renovables no convencionales. [21]

El proyecto Chan II por sí solo representa un 17% del plantel hidroeléctrico que se incorpora al Plan y su generación un 4.2% de la generación hidroeléctrica total aportada, en el período de análisis.

El proyecto, a la fecha, se encuentra aun en la etapa final del diseño, con lo cual si el cronograma de construcción planteado es de cuatro años, el inicio de operación de la central no tiene holgura y por consiguiente se le pueden presentar al proyecto, imprevistos naturales, geológicos y de índoles constructivas que retrasen la entrega de las obras. Lo que hace imperativo el análisis del impacto de un retraso, en por lo menos un año, al mes de diciembre del 2017.

El atraso de Chan II ante una oferta térmica disponible y a la entrada de un

[21] Con la excepción de los proyectos identificados del Alto Teribe y Changuinola, que se encuentran dentro del Parque Internacional La Amistad (PILA), como ejemplo Chan 500 (313 MW). Adicionalmente se tienen los proyectos de la Cuenca del Canal, en estado de suspensión, Coclé del Norte (150 MW), Indio I (25 MW) e Indio II (25 MW).

plantel hidroeléctrico de reciente incorporación, no presenta consecuencias de escasez o déficit, solo se tienen efectos inmediatos y perceptibles en los costos marginales que el sistema deberá enfrentar durante el período de atraso.

Como muestra el cuadro siguiente, el atraso de un año en la entrada en operación de Chan II, ocasiona incrementos perceptibles del costo marginal promedio del sistema, solo para el período inmediato del retraso. En los otros años el fenómeno es nulo o casi imperceptible. Para todo el período de análisis el incremento promedio anual es de 2$ /MWh, el cual es efectivamente perceptible en los años 2016 - 2018, destacándose el año 2017, con un diferencial de costo marginal de 26.76 $/MWh. La magnitud e importancia de los cambios se refleja en el Cuadro siguiente.

Cuadro 8.9, Costos Marginales Sistema REGMHTCB11E vs REGMHTCB11.

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB11 Referencia	REGMHTCB11E Sensibilidad	DIFERENCIA Magnitud	DIFERENCIA Porcentual
2011	**190.23**	**190.30**	0.07	0.04%
2012	**140.18**	**140.22**	0.04	0.03%
2013	**115.28**	**115.52**	0.24	0.21%
2014	**101.50**	**101.28**	-0.22	-0.21%
2015	**103.32**	**103.52**	0.20	0.19%
2016	**95.10**	**97.10**	2.01	2.11%
2017	**75.66**	**102.43**	26.76	35.37%
2018	**70.50**	**71.79**	1.28	1.82%
2019	**83.35**	**83.59**	0.24	0.28%
2020	**83.33**	**83.34**	0.01	0.01%
2021	**90.81**	**90.78**	-0.03	-0.03%
2022	**88.03**	**88.04**	0.01	0.01%
2023	**76.15**	**76.01**	-0.14	-0.18%
2024	**81.35**	**81.32**	-0.03	-0.04%
2025	**90.29**	**90.30**	0.00	0.00%
PROMEDIOS			2.03	2.64%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Con el atraso de un año del proyecto Chan II, se observa obviamente el efecto negativo en la rentabilidad propia del proyecto, medida a través de la comparación de los efectos de la valoración a precios del mercado, con el caso REGMHTCB11. El desmejoramiento en los parámetros de decisión con respecto al Caso de referencia, en los flujos de caja se caracteriza, por un incremento de inversión directa de 27.5 millones, una disminución en el VPN de 40 millones, y la desmejora anual en el retorno de inversión de 2.5%.

Con base en estos resultados, podemos asegurar que en términos

generales, un posible atraso no caracteriza una significativa contracción de la oferta con sus efectos en la valoración de los costos marginales del sistema. Por lo cual no se define el mismo, como un riesgo importante, de no tenerse en operación esta central de generación eléctrica para la fecha prevista.

Cuadro 8. 10 Valores Alcanzados por el proyecto REGMHTCB11E vs REGMHTCB11 Análisis de Rentabilidad del Inversionista

PROYECTOS	ENTRADA EN OPERACIÓN	INVERSION DIRECTA	VPN	TIR	P/R
	MES/ AÑO	K$	K$	%	AÑOS
CHAN II REGMHTCB11	DIC /2016	550,000	55,034	15.2%	7
CHAN II REGMHTCB11E (ATRASO)	DIC /2017	577,500	14,621	12.7%	7
DIF.		27,500	-40,413	-2.5%	0

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11F

Para considerar la permanente incertidumbre de cualquier Plan de Expansión de la Generación ante un incremento general de los precios combustibles utilizados en la generación eléctrica, se analizó la sensibilidad del caso REGMHTCB11 a los precios de los combustibles derivados del escenario de precios altos de combustibles, sugerida por la SNE.[22]

El efecto inmediato y perceptible en los costos marginales del sistema que se asumirían, en caso de un incremento sostenido en el nivel de precios de los combustibles utilizados en la generación, se refleja en el Cuadro siguiente.

Como se puede observar, durante los primeros cuatro años, período de corto plazo del análisis, se da el mayor impacto en los costos marginales, donde la diferencia incremental promedio anual alcanza 12.5 dólares. Las diferencias incrementales, inician con un diferencial de costo máximo en el año 2011, de 30.96 $/MWh. Paulatinamente el efecto de los costos incrementados de los combustibles, van cediendo el impacto hasta el año 2017, con un diferencial de menos de 1 $/MWh. Para luego tener un cambio de tendencia incrementándose y alcanzar un nuevo diferencial tope de 8.73 $/MWh, en el año 2023.

Debido, principalmente a que el caso de referencia REGMHTCB11 contempla la entrada escalonada de una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos de pasada, y de la energía regulada de los proyectos Chan I y Chan II, de 2001 al 2017, por lo cual se cubren cómodamente las necesidades de potencia y energía, con generación proveniente de fuentes renovables, específicamente hidroeléctrica.

[22] Precios utilizados de acuerdo a la Secretaria Nacional de Energía. Ver Capitulo 8: Pronósticos de precios de los combustibles

Cuadro 8.11, Costos Marginales Sistema REGMHTCB11F vs REGMHTCB11.

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB11 Referencia	REGMHTCB11F Sensibilidad	DIFERENCIA Magnitud	DIFERENCIA Porcentual
2011	**190.23**	**221.19**	30.96	16.28%
2012	**140.18**	**149.55**	9.37	6.68%
2013	**115.28**	**120.09**	4.81	4.17%
2014	**101.50**	**104.95**	3.45	3.40%
2015	**103.32**	**105.12**	1.80	1.74%
2016	**95.10**	**96.56**	1.47	1.54%
2017	**75.66**	**76.53**	0.87	1.14%
2018	**70.50**	**73.59**	3.09	4.39%
2019	**83.35**	**87.10**	3.75	4.50%
2020	**83.33**	**85.58**	2.26	2.71%
2021	**90.81**	**96.43**	5.62	6.19%
2022	**88.03**	**93.48**	5.46	6.20%
2023	**76.15**	**84.88**	8.73	11.46%
2024	**81.35**	**89.76**	8.41	10.33%
2025	**90.29**	**97.04**	6.75	7.47%
PROMEDIOS			6.45	5.88%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Con respecto al período posterior, años 2018 - 2025, caracterizado por la entrada en operación de un plantel adicional de 1,000 MW, totalmente de fuentes convencionales a carbón, en que las diferencias incrementales del costo marginal del sistema, son consecuentes con un incremento del nivel de precios de los combustibles, de acuerdo a la tendencia del Caso REGMHTCB11. Por consiguiente, el diferencial promedio anual para el período 2015-2025 es de 4.38 $/MWh para un cambio porcentual promedio con respecto al Caso de referencia de 5%.

Para todo el período de análisis, con tendencia mixta, primero decreciente y luego creciente, se tiene un incremento promedio anual de 6.45 $/MWh o sea un incremento porcentual promedio anual de 5.9 %, originada en la aplicación del escenario de precios alto de Combustibles REGMHTCB11E, con respecto al Caso de Referencia REGMHTCB11.

La proyección alta del nivel de precios de los combustibles tiene un efecto muy trascendente en la generación nacional total, una disminución total de 10,663 GWh, una caída de 5% con respecto al caso de referencia REGMHTCB11, específicamente en la generación térmica.

Cuadro 8.12, Comparativo de Generación REGMHTCB11F vs REGMHTCB11.

Caso	Generación Termoeléctrica	Generación Hidroeléctrica	Generación Eólica	Total	% Termico	% Hidrico	% Eólica
REGMHTCB11	2,621	8,547	252	11,420	21.88%	75.90%	2%
REGMHTCB11F	2,630	8,547	251	11,428	21.97%	75.82%	2%
Diferencia	9	0	0	9	0.08%	-0.08%	0%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

En cuanto a la medición de la rentabilidad individual de los proyectos, el aumento en el costo de los combustibles impacta significativamente en los costos operativos de los proyectos térmicos existentes. Para los proyectos hidroeléctricos es totalmente indiferente, de acuerdo a la metodología de repago de la energía despachada, en la cual se establece en concepto la contratación total de la potencia y la energía, la cual es valorada a precios de contrato de potencia y los costos marginales del sistema respectivamente. En nuestro caso de mercado, es de esperarse que el repago de la energía y potencia del mercado *spot* se incremente con las respectivas consecuencias para las diversas tecnologías.

Controversialmente, en esta sensibilidad, el costo operativo del sistema disminuye en una media anual de 16%, durante el período de análisis. Es de destacar que el costo operativo es afectado negativamente por la utilización de la proyección de precios alta, en todo el período de análisis, con la excepción del primer año, 2011, en que el costo operativo es mayor.

Este efecto en el costo operativo del sistema, es consecuente con la disminución de la generación térmica, que en el caso de referencia corresponde a generación de exportación, con lo cual el intercambio disminuye. La caída promedio en el costo operativo en los 15 años de análisis, se aproxima a 40 millones de dólares por año, con respecto al caso de referencia. Para mayores detalles ver Cuadro siguiente.

Cuadro 8.13, Comparativo de Costos Operativos del Sistema REGMHTCB11F vs REGMHTCB11

COSTOS OPERATIVOS POR ESCENARIO EN MILES DE US$				
AÑO	REGMHTCB11	REGMHTCB11F	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2011	**510,209**	**546,206**	35,997	7.06%
2012	**221,575**	**152,691**	-68,884	-31.09%
2013	**218,884**	**194,180**	-24,704	-11.29%
2014	**164,244**	**142,001**	-22,243	-13.54%
2015	**160,278**	**136,784**	-23,494	-14.66%
2016	**143,659**	**129,558**	-14,101	-9.82%
2017	**92,038**	**84,374**	-7,665	-8.33%
2018	**124,748**	**88,069**	-36,678	-29.40%
2019	**157,296**	**127,685**	-29,612	-18.83%
2020	**244,209**	**185,768**	-58,441	-23.93%
2021	**285,499**	**247,002**	-38,497	-13.48%
2022	**348,640**	**307,901**	-40,739	-11.69%
2023	**378,192**	**277,849**	-100,342	-26.53%
2024	**461,662**	**346,379**	-115,283	-24.97%
2025	**519,385**	**461,530**	-57,855	-11.14%
PROMEDIOS			-40,169	-16.11%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Desde el punto de vista de los flujos de caja de los inversionistas de los proyectos térmicos, los flujos de caja se desmejoran muy significativamente con respecto al caso de referencia REGMHTCB11. Estas mermas de rendimiento profundizan el estado deficitario de los proyectos térmicos y en cambio mejoran muy levemente el estado general de rentabilidad de los proyectos hidroeléctricos, para algunos de los proyectos, las mejoras de rendimiento son imperceptibles.

La situación que se le presenta a los proyectos térmicos de expansión, originada en el incremento del nivel de precios de los combustibles, son difíciles. Los estimados de ingresos al ser valorados por los precios promedios de contrato de energía y potencia utilizados son relativamente estáticos. Solo mejoraría el estado de rentabilidad real de estas centrales térmicas, si se contempla la indexación de los precios de los combustibles por medio de los particulares convenios de "Cláusula de Combustible", se puede mejorar rentabilidad.

Este incremento en los costos operativos, sin el reconocimiento de ninguna compensación, se reflejará en mermas importantes de la rentabilidad ya deficitaria de todos los proyectos de expansión térmicos. Por consiguiente, la comparación de parámetros no deja duda ninguna, que el riesgo de desarrollo de los proyectos térmicos con base en carbón, son grandes, lo que incrementa el riesgo de cumplimiento total de la oferta del

caso REGMHTCB11. Ver Cuadro siguiente.

Cuadro 8.14, Valores Alcanzados por los Proyectos Térmicos de Expansión REGMHTCB11F vs REGMHTCB11.

PROYECTOS		ENTRADA EN OPERACIÓN	INVERSION DIRECTA	VPN	TIR	P/R
		MES/ AÑO	K$	K$	%	AÑOS
CB 250 a	REGMHTCB11F (+ Prec. Comb.)	ENE/2018	412,500	-70,877	7.3%	14
	REGMHTCB11	ENE/2018	412,500	-52,623	8.6%	13
	DIF.		0	-18,254	-1.3%	1
CB 250 b	REGMHTCB11F (+ Prec. Comb.)	ENE/2020	412,500	-75,898	6.9%	14
	REGMHTCB11	ENE/2020	412,500	-49,940	8.7%	13
	DIF.		0	-25,958	-1.8%	1
CB 250 c	REGMHTCB11F (+ Prec. Comb.)	ENE/2022	412,500	-70,479	7.2%	14
	REGMHTCB11	ENE/2022	412,500	-44,963	9.0%	13
	DIF.		0	-25,516	-1.8%	1
CB 250 d	REGMHTCB11F (+ Prec. Comb.)	ENE/2023	412,500	-71,929	7.1%	14
	REGMHTCB11	ENE/2023	412,500	-45,911	9.0%	13
	DIF.		0	-26,018	-1.9%	1

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

CAPÍTULO 9, INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA

En vista de los estudios que se realizan para desarrollar el proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, se consideró un caso o escenario que involucrara dicho proyecto en esta sección. El mismo tiene el propósito de evaluar el impacto de esta inyección foránea de energía en el sistema de generación nacional. Por lo cual se simula esta inyección en el caso de referencia, REGMHTCB11, con intercambio efectivo con Colombia a partir del año 2015.

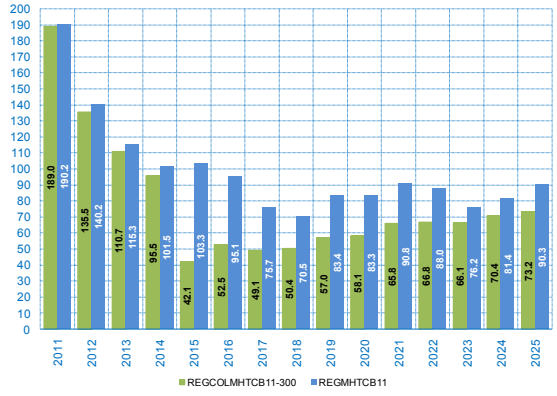
En este caso se estudiará el comportamiento que se tendría la inyección al sistema en dos etapas, la primera de 300 MW en el año 2015, adicionando 300 MW en el año 2020, para totalizar 600 MW de intercambio. Por otro lado, en consideración a la importancia del intercambio, para Panamá y la región centroamericana, se analiza el impacto al sistema nacional de adelantar la inyección de los 600 MW en el año 2015.

REGCOLMHTCB11-300

En este caso se analiza el comportamiento que tendría el sistema nacional con la inyección de 300 MW intercambio proveniente de Colombia en enero del 2015 y 600 MW en enero de 2020.

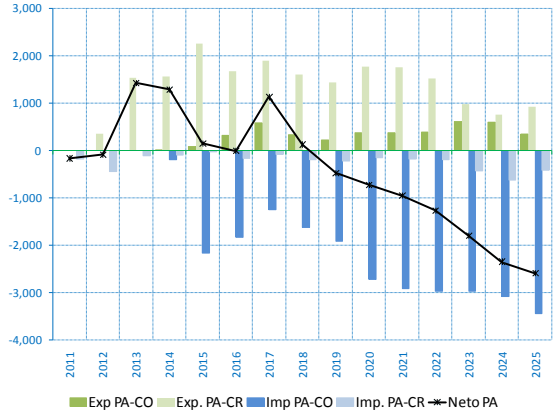
Como se muestra en el gráfico 9.1 la entrada en operación del Proyecto de Interconexión Panamá-Colombia con una capacidad de intercambio de 300 MW presentaría reducción a los CMS de 56% en el año 2015.

Gráfico 9.1, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-300 vs REGMHTCB11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Gráfico 9.2, Intercambios PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-300.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Con un intercambio de 300MW Panamá tendría un estatus de exportador de energía hasta el año 2018, como se muestra en el gráfico 9.2. El análisis de los intercambios netos de Panamá, luego de este período, además de importar energía de Colombia para el consumo

nacional, también re-exporta hacia Costa Rica parte de esa energía importada.

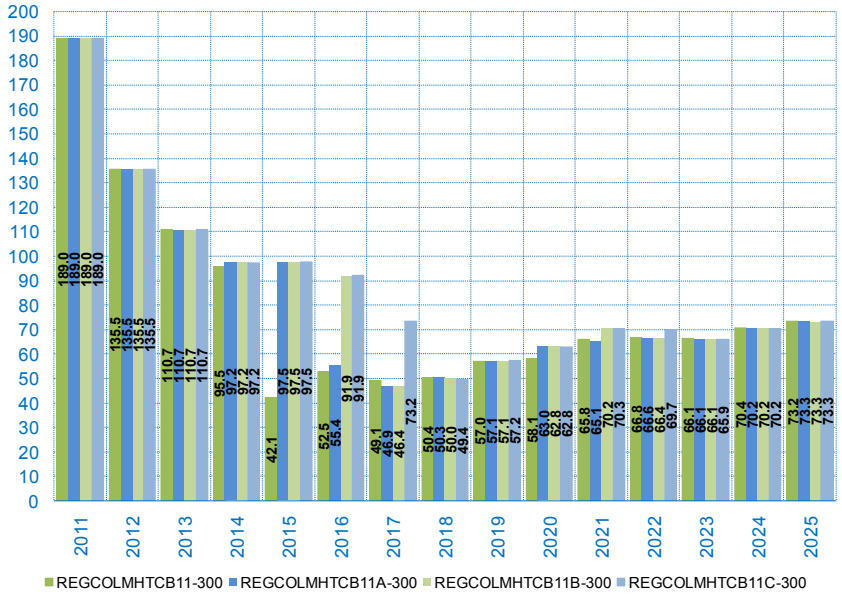
Análisis de las Sensibilidades al caso REGCOLMHTCB11-300

En estas sensibilidades se analiza el comportamiento que tendría el SIN de retrasarse la entrada en operación del proyecto de interconexión. Para ello se analiza la entrada primera etapa al año 2016 (REGCOLMHTCB11-300ª), al año 2017 (REGCOLMHTCB11-300B); y al año 2018 (REGCOLMHTCB11-300C). Con el atraso de la primera etapa se desplaza la puesta en funcionamiento de la segunda etapa en cada caso respectivamente, por el mismo período.

Uno de los efectos que tendría los retrasos en la entrada en operación de la primera etapa de la interconexión con Colombia sería de incrementos anuales a los CMS, como se aprecia en todas las sensibilidades analizadas. Se destacan las diferencias en el año 2015, en donde casi se duplican.

De igual manera es el comportamiento respectivo en el año 2016, para la sensibilidad B y el año 2017 en la sensibilidad C. Ver gráfico 9.3. Mientras que en la cuadro 9.1 se aprecian los intercambios netos para todas las sensibilidades realizadas.

Gráfico 9.3, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-300 vs Sensibilidades.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Cuadro 9.1, Intercambios netos PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-300 y Sensibilidades.

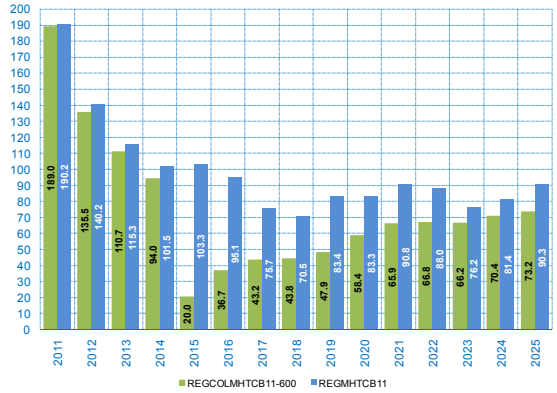
BASE	REGCOLMHTCB11-300			REGCOLMHTCB11A-300			REGCOLMHTCB11B-300			REGCOLMHTCB11C-300		
AÑOS	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA
2011	0.0	-164.4	0.0	-164.4	-164.4	-328.8	0.0	-164.4	-164.4	0.0	-164.4	-164.4
2012	0.0	-87.5	0.0	-87.1	-87.1	-174.1	0.0	-87.1	-87.1	0.0	-87.1	-87.1
2013	0.0	1429.4	0.0	1429.2	1429.2	2858.3	0.0	1429.2	1429.2	0.0	1429.2	1429.2
2014	-178.4	1470.2	0.0	1384.4	1384.4	2768.8	0.0	1384.4	1384.4	0.0	1384.4	1384.4
2015	-2077.8	2225.6	0.0	1225.2	1225.2	2450.4	0.0	1225.2	1225.2	0.0	1225.2	1225.2
2016	-1518.8	1510.6	-1663.0	1596.3	1812.5	3408.8	0.0	755.8	755.8	0.0	755.8	755.8
2017	-671.9	1805.7	-724.1	1839.0	1822.8	3661.8	-866.3	1887.6	1021.3	0.0	1555.7	1555.7
2018	-1284.6	1415.4	-1288.5	1406.1	1591.4	2997.5	-1318.6	1438.1	119.6	-1358.7	1461.9	103.1
2019	-1695.0	1220.6	-1696.7	1235.0	1579.8	2814.8	-1692.6	1240.5	-452.1	-1698.4	1251.3	-447.1
2020	-2342.6	1616.6	-1679.7	1254.1	1603.0	2857.1	-1686.2	1265.5	-420.7	-1689.5	1270.2	-419.4
2021	-2533.2	1582.2	-2660.6	1605.5	1586.4	3191.9	-1812.7	1187.4	-625.4	-1800.8	1188.2	-612.6
2022	-2589.5	1321.6	-2629.6	1333.4	1323.0	2656.5	-2759.8	1365.9	-1393.9	-1779.9	911.9	-868.0
2023	-2365.1	562.1	-2383.6	563.6	560.4	1123.9	-2387.1	586.3	-1800.8	-2538.4	639.9	-1898.5
2024	-2485.8	135.1	-2518.4	166.1	167.9	334.0	-2512.1	162.4	-2349.7	-2543.5	173.3	-2370.2
2025	-3098.9	506.1	-3030.6	492.4	489.4	981.8	-3041.1	494.2	-2546.9	-3036.1	496.2	-2539.9

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGCOLMHTCB11-600

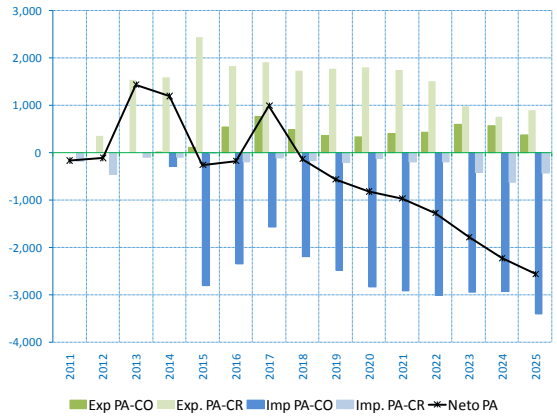
En este caso se analiza el comportamiento que tendría el sistema nacional, de iniciar los intercambios de energía a través de la interconexión con Colombia con una capacidad de 600 MW a partir de enero del 2015.

Gráfico 9.4, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-600 vs REGMHTCB11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Gráfico 9.5, Intercambios PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-600.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Como se muestra en el gráfico 9.4 la entrada en operación del Proyecto de Interconexión Colombia-Panamá con una capacidad tope de intercambio de 600 MW, con respecto al caso de referencia REGMHTCB11, presentaría reducciones sustanciales a los CMS. En donde se destaca el año 2015, con una reducción del CMS en un 79%. Reducciones que serán absorbidas paulatinamente hasta el año 2020.

El comportamiento de los CMS se debe a que la oferta que presentaría Colombia, con respecto a Panamá, es más económica debido principalmente a que cuenta con un plantel térmico importante de carbón y gas natural lo que impulsaría niveles de intercambios de energía significativos. A su vez, influiría en los intercambios entre Panamá y Costa Rica. En este caso tal como se muestra en el gráfico 9.5, Panamá adquiriría el papel de transportador neto de energía, como

consecuencia de la actividad de operación del intercambio de energía con Colombia.

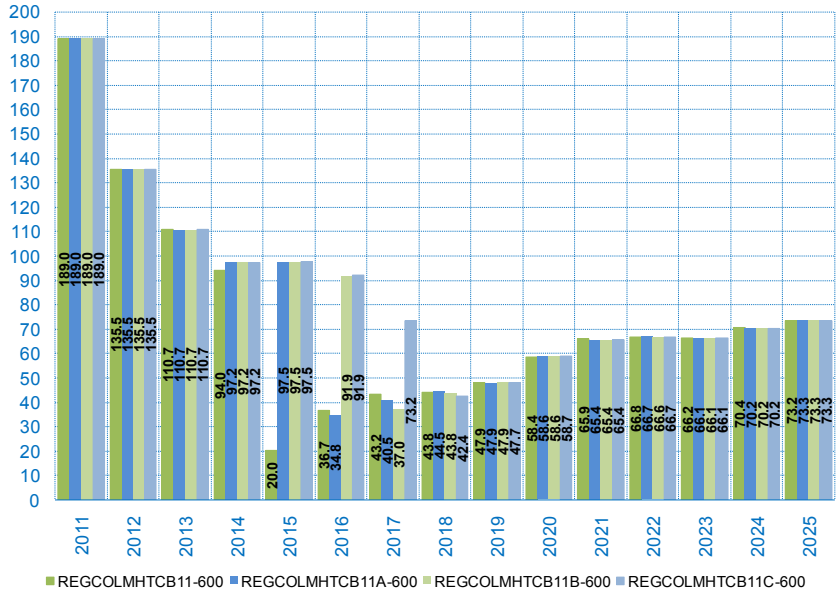
Análisis de las sensibilidades al caso REGCOLMHTCB11-600

En estas sensibilidades se analiza el comportamiento que tendría el SIN de darse atrasos en la entrada en operación de la interconexión Colombia-Panamá, en 600 MW, en el año 2016, REGCOLMHTCB11-600A; entrada en operación en el año 2017, REGCOLMHTCB11-600B; entrada en operación en el año 2018, REGCOLMHTCB11-600C.

Los análisis muestran que el efecto que tendrían los retrasos en la entrada en operación del proyecto de interconexión con Colombia en etapas de 300 MW cada uno, con respecto al intercambio, basado en la inyección inmediata de 600 MW, a partir de enero del 2015, sería de una disminución en los CMS de 52%. En el gráfico 9.6, se aprecia el comportamiento del CMS en todas las sensibilidades.

En los intercambios netos se puede apreciar que Panamá presentaría oferta excedente para exportación por la interconexión con Colombia, en el año 2017, año en que entra en operación el proyecto Chan II y que supondría un aumento sustancial en la matriz energética del país. El incremento en participación hidráulico representa una oferta económicamente más barata, para los países interconectados por medio de la línea de SIEPAC, lo que permite mantener exportaciones de energía hacia Costa Rica como se muestra en el cuadro 9.2.

Gráfico 9.6, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-600 vs Sensibilidades.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Cuadro 9. 2 Intercambios netos PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-600 y Sensibilidades.

BASE	REGCOLMHTCB11-600			REGCOLMHTCB11A-600			REGCOLMHTCB11B-600			REGCOLMHTCB11C-600		
AÑOS	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA
2011	0.0	-164.3	-164.3	0.0	-164.4	-164.4	0.0	-164.4	-164.4	0.0	-164.4	-164.4
2012	0.0	-106.7	-106.7	0.0	-87.1	-87.1	0.0	-87.1	-87.1	0.0	-87.1	-87.1
2013	0.0	1440.5	1440.5	0.0	1429.2	1429.2	0.0	1429.2	1429.2	0.0	1429.2	1429.2
2014	-289.4	1488.1	1198.6	0.0	1384.4	1384.4	0.0	1384.4	1384.4	0.0	1384.4	1384.4
2015	-2690.9	2434.2	-256.7	0.0	1225.2	1225.2	0.0	1225.2	1225.2	0.0	1225.2	1225.2
2016	-1809.5	1635.0	-174.5	-2268.4	1812.5	-455.9	0.0	755.8	755.8	0.0	755.8	755.8
2017	-805.4	1802.0	996.6	-835.6	1822.8	987.2	-1094.7	1935.5	840.9	0.0	1555.7	1555.7
2018	-1700.9	1568.6	-132.3	-1675.4	1591.4	-83.9	-1689.7	1617.4	-72.3	-1750.5	1668.5	-82.1
2019	-2127.2	1564.6	-562.6	-2282.5	1579.8	-702.7	-2282.8	1580.2	-702.6	-2302.7	1594.0	-708.7
2020	-2502.6	1685.0	-817.6	-2290.6	1603.0	-687.6	-2287.5	1602.2	-685.3	-2294.2	1605.1	-689.1
2021	-2510.5	1546.6	-963.9	-2585.0	1586.4	-998.6	-2594.6	1583.8	-1010.8	-2588.4	1590.6	-997.8
2022	-2582.7	1309.9	-1272.8	-2604.9	1323.0	-1281.9	-2608.5	1329.9	-1278.6	-2611.3	1326.6	-1284.8
2023	-2346.4	563.4	-1783.1	-2386.6	560.4	-1826.3	-2382.0	557.2	-1824.8	-2383.8	560.9	-1822.9
2024	-2368.5	137.4	-2231.1	-2518.8	167.9	-2350.9	-2525.8	167.1	-2358.7	-2518.0	166.1	-2351.8
2025	-3025.9	466.7	-2559.2	-3030.8	489.4	-2541.4	-3032.1	488.6	-2543.5	-3031.4	489.4	-2542.0

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

CAPÍTULO 10, CONCLUSIONES

- La inflexibilidad en la optimización del plantel de expansión en el considerado “período firme”, específicamente en el corto plazo, es forzada por la realidad del sistema debido a la incorporación masiva de más de 39 proyectos hidroeléctricos en construcción o en etapa avanzadas de desarrollo.

- Dado el plan fijo establecido en los primeros cuatro años del desarrollo del plan en el período de optimización, comprendido entre el año 2015 y el 2025; la adición o incorporación de proyectos según el tipo de tecnología varían muy poco. Para cada uno de los tres Planes REGMHTCB11, REGMHTCBEO11 y REGMHTCBTTLA11, se instalan 278 MW de proyectos hidráulicos en los planes REGMHTCB11 y REGMHTCBEO11 1000 MW de Carbón a diferencia del caso REGMHTTLA11, donde se instalan 1050 MW de plantas de GNL. En cuanto a la adición de proyectos eólicos tanto el caso REGMHTCBEO11 como el REGMHTTLA11, cuentan con 240 MW de este tipo de tecnología. En el caso REGMHTCB11 para el período 2015-2025 no se adicionan proyectos eólicos debido a que los criterios no consideran este tipo de tecnología para el escenario.

- En el año 2015, a efectos de planeamiento energético se introduce en el caso REGMHTTLA11 la fuente gas, por vía marítima, con base en las expectativas de la construcción de facilidades de importación y manejo del GNL en la costa atlántica. Para ese año, se considera que esta fuente debe estar disponible parcialmente para una central de 200 MW, consecuente con la fecha más temprana establecida por la SNE para la incorporación de este combustible.

- La conversión de combustibles pesados versus gas natural, de los existentes ciclos combinados de BLM y Termo Colón en el año 2015, retrasa la entrada de una central de carbón, incluida en los otros dos casos en el año 2023. La central de carbón genérico de 250 MW es reemplazada por una central de carbón de 100 MW en el año 2025.

- La introducción de centrales de GNL como candidatas en el escenario que genera el caso REGMHTTLA11, muestra ventajas competitivas en la producción de energía del gas natural licuado versus el carbón. Lo indicado queda claramente reflejado, dado que la optimización presenta como resultado la substitución de las unidades de carbón por las unidades de GNL.

- Por todas estas consideraciones en el corto y mediano plazo se ve con mayor probabilidad de ejecución el escenario de expansión con carbón, REGMHTCB11. Aunque este plan es de mayor costo operativo que el plan que incorpora unidades eólicas (REGMHTCBEO11) y que el plan de GNL (REGMHTTLA11), resulta ser el de menor costo de inversión.

- Con respecto a la comparación de los costos totales de los planes, el de menor costo total es el caso REGMHTCB11. Cabe destacar que el plan de menor costo operativo es REGMHTCBEO11, aunque el GNL presente en el caso REGMHTTLA11, es el recurso térmico más económico, en comparación al carbón. El caso REGMHTTLA11, no resulta ser el de menor costo operativo debido a que en el año 2015, se introduce el GNL como una alternativa de generación más eficiente y limpia. Ligado a la introducción forzosa del GNL, por decisión de política energética. [23]Lo que reemplaza de unidades de CC que funcionaban con diesel aumentando la participación térmica por ende el costo operación del caso REGMHTTLA11, en comparación con el caso REGMHTCBEO11.

- Es destacable la importancia del proyecto Chan II para mantener el CMS y el estatus de país exportado después del año 2016, siendo la ultima central de gran capacidad con embalse de regulación dentro del inventario hidroeléctrico aprovechable, por la cual la oferta de generación subsiguiente obligatoria es térmica.

- Los análisis realizados entre los planes ante una demanda alta de energía en comparación con los planes de demanda media no muestran diferencias apreciables en el costo marginal permaneciendo la condición del sistema como exportador neto.

- Las sensibilidades planteadas son aquellas consideradas de mayor importancia ante cambios imprevistos en el plan de expansión, considerando en especial, por su capacidad e importancia, el atraso en la incorporación de los proyectos hidroeléctricos de mayor magnitud, especialmente dentro del período crítico: atraso de seis meses de los proyectos Chan I y Baitún; atraso de un año, enero de 2015, de los Proyectos Hidroeléctricas de Cañazas, Las Cruces, Los Estrechos, La Laguna y San Bartolo; y un año de atraso al Proyecto Eólico 1.

- Adicionalmente se estudia el atraso por un año del Proyecto Chan II (diciembre del 2017); la consideración de un incremento de precios significativos a la proyección de combustible utilizada en los análisis de rentabilidad; y la sensibilidad ante un imprevisto incremento sistemático de la demanda, durante todo el período de análisis.

- A partir del año 2012, el sistema interconectado nacional se presenta para los tres escenarios de expansión como un exportador natural, gracias a la fuerte expansión del componente hidroeléctrico. Se puede observar que dependiendo de la sensibilidad analizada, las exportaciones e importaciones pueden variar un poco, sin embargo este comportamiento se mantiene similar para todos ellos.

23 Por decisión de política energética de la adición de una unidad de GNL de 200 MW al igual que la conversión del CC BLM y el CC Termo Colón en el año 2015.

- Como un resultado general se observa que la sensibilidad REGMHTCB11F tiene un costo total menor para el sistema. La sensibilidad que representa el mayor costo total, es el caso REGMHTCB11A en la que se atrasa 6 meses el inicio de operación de la Central Hidroeléctrica Chan I.

- Consecuentemente, se observa que si el Proyecto Chan I, no puede iniciar operación en la fecha indicada, por la magnitud del proyecto, resulta ser el más costoso para el sistema que la entrada tardía de los otros proyectos hidroeléctricos sensibilizados. Dichos atrasos de proyectos hidroeléctricos no representan diferencias significativas para el costo total del plan.

- Es necesario hacer notar que aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como se ha observado, le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y durante eventos imprevistos de magnitud; además, le permite mejorar la rentabilidad de algunas empresas nacionales al exportar excedentes importantes desde el año 2012 al horizonte del estudio.

- Por concepto los riesgos de cumplimiento del plan de expansión, está condicionado a los riesgos a que se enfrentan los proyectos incorporados, los cuales fueron evaluados por medio de la comparación de los análisis de rentabilidad de los inversionistas de los proyectos ante diversos eventos en el escenario de expansión hidro-térmico con carbón, caso REGMHTCB11.[24]

- Se contemplaron los atrasos de los proyectos hidroeléctricos Chan I (223 MW), Baitùn (89 MW), los de mayor capacidad instalada en los dos primeros años del período. Aunque estos atrasos corresponden a un 55% de la expansión total de ese importante período, los respectivos análisis de sensibilidad exponen cambios mínimos, en donde los otros proyectos hidroeléctricos y específicamente el plantel térmico existente cubren cómodamente la oferta faltante, por lo cual es innecesario evaluar los riesgos ante el atraso de estos proyectos.

- Ante el atraso de la conexión al sistema de los Proyectos Hidroeléctricos Cañazas de 5.9 MW, Las Cruces de 9.2 MW, Los Estrechos de 10 MW, La Laguna de 9.3 MW y San Bartolo de 15.2 MW, los cuales preveían iniciar operaciones en enero del 2014, se disminuyen la rentabilidad para los inversionistas, sin convertirse en un riesgo perceptible para la implementación del Caso REGMHTCB11C.

[24] Es necesario recordar que el análisis de rentabilidad de los inversionistas, en un modelo de mercado, es el que justifica como se va cubrir la demanda, con que tecnología, el momento oportuno de inversión y cuanto invertir.

- Aunque, el retraso de una año del Proyecto Eólico I, tiene efectos negativos para los inversionistas, reduciendo los indicadores de rentabilidad, los mismos permanecen dentro del área de excelente rentabilidad, dado el bajo costo unitario de inversión declarado por los promotores. Por consiguiente no existe el riesgo de implementación por falta de rentabilidad, no afectando la viabilidad del Caso REGMHTCB11D, ya que para la fecha están en operación una gran cantidad de proyectos hídricos, que conforman la expansión prevista en el caso, manteniendo bajo los CMS.

- Con el atraso de un año del Proyecto Chan II, sensibilidad REGMHTCB11E, se observa obviamente el efecto negativo en la rentabilidad propia del proyecto. El desmejoramiento en los flujos de caja se caracteriza, por un incremento de inversión directa de 27.5 millones, una disminución en el VPN de 40 millones, y la desmejora anual en el retorno de inversión de 2.5%. Aunque la significativa contracción de la oferta con sus efectos en la valoración de los costos marginales del sistema, no define el mismo, como un riesgo importante, de no tenerse en operación esta central de generación eléctrica para la fecha prevista.

- Al considerar la permanente incertidumbre de cualquier plan de expansión de la generación ante un incremento general de los precios de los combustibles, se encuentra que los flujos de caja de los inversionistas de los proyectos térmicos, se desmejoran muy significativamente con respecto al caso de referencia REGMHTCB11. Estas mermas de rendimiento profundizan el estado deficitario de los proyectos térmicos.

  La situación que se le presenta a los proyectos térmicos de expansión, originada en el incremento del nivel de precios de los combustibles, solo mejoraría si se contempla la indexación de los precios de los combustibles por medio de los particulares convenios de “Cláusula de Combustible”. Sin el reconocimiento de ninguna compensación, se reflejará en mermas importantes de la rentabilidad ya deficitaria de todos los proyectos de expansión térmicos. Por consiguiente, la comparación de parámetros no deja duda ninguna, que el riesgo de desarrollo de los proyectos con base en carbón, son grandes, lo que incrementa el riesgo de cumplimiento total de la oferta del caso REGMHTCB11.

- Como conclusión final se puede afirmar que solo los 184 MW de capacidad instalada y los 30 MW de capacidad firme, correspondiente a los Proyectos Hidroeléctricos Bajo Frío, Barro Blanco, RP-490 y SM82 en conjunto con el Proyecto Eólico I, pueden ser considerados riesgos importantes para los inversionistas y riesgos menores para la cobertura de la demanda del presente Plan de Expansión 2011-2025.

- En el sector térmico, los cuatro proyectos de carbón, que suman 1000 MW a instalarse entre los años 2018 al 2023, en gran parte para cubrir la expansión del sistema en los últimos años, no satisfacen los criterios de aceptación de

rentabilidad de los inversionistas. Los altos parámetros de rentabilidad negativa los convierten en un riesgo importante para el cumplimiento del plan.

- En cuanto a la interconexión con Colombia se analizaron dos esquemas. Un primer esquema considerando el inicio de la interconexión en una primera etapa de 300 MW en el año 2015 y una segunda etapa donde se incrementan 300 MW más a la capacidad de intercambio en el año 2020. El segundo esquema considera la interconexión con 600 MW de capacidad desde enero de 2015. Ambos esquemas muestran tener un impacto importante en la disminución del CMS de Panamá. El primer esquema disminuye el CMS en 56% y el segundo esquema lo hace en un 79% en el primer año, 2015.

ANEXO III-1

PLAN DE INVERSIÓN

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	hasta 2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
1	**TOTAL**	**13,989**	**32,375**	**56,540**	**61,837**	**64,917**	**50,383**	**56,243**	**22,507**	**10,996**	**3,991**	**373,778**
2												
3	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO**	**4,263**	**20,524**	**43,460**	**45,213**	**38,541**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**152,001**
4	**REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 115 KV**	**0**	**6,802**	**14,076**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**20,878**
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II y CHAG-CAC 115)	0	5,658	8,128	0	0	0	0	0	0	0	13,786
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	0	507	4,127	0	0	0	0	0	0	0	4,634
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	0	637	1,821	0	0	0	0	0	0	0	2,458
8	**REFUERZO GUASQUITAS - CHANGUINOLA**	**1,995**	**6,120**	**4,855**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**12,970**
9	L/T GUASQ. - CHANG. ADICION 2do CTO. 230 KV	1,423	3,725	2,211	0	0	0	0	0	0	0	7,359
10	ADICIÓN S/E CHANGUINOLA 230 KV	572	1,135	881	0	0	0	0	0	0	0	2,588
11	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	0	1,260	1,763	0	0	0	0	0	0	0	3,023
12	**CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II**	**814**	**1,545**	**2,688**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5,047**
13	**CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ**	**926**	**689**	**4,096**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5,711**
14	**REPOT. LINEAS GUASQ-VEL-LLS-PAN II 230 KV**	**0**	**821**	**5,000**	**1,499**	**1,000**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**8,320**
15	**REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS**	**0**	**945**	**714**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1,659**
16	**REPOT. LINEAS MDN-VEL-LLS-PAN-CHO-PAN 230 KV COND. ACSS**	**0**	**501**	**7,000**	**27,240**	**18,161**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**52,902**
17	**REPOT. LINEA MDN-PRO-FRONT 230 KV COND. ACSS**	**0**	**0**	**0**	**2,316**	**1,544**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3,860**
18	**ADICION T4 S/E PANAMA**	**0**	**1,938**	**2,944**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**4,882**
19	**INSTALACION T4 PANAMA**	**0**	**1,163**	**2,067**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3,230**
20	**SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV**	**0**	**0**	**10**	**9,691**	**14,144**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**23,845**
21	**SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.**	**0**	**0**	**10**	**2,475**	**825**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3,310**
22	**TORRES DE EMERGENCIA**	**528**	**0**	**0**	**264**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**792**
23	**TRANFORMADOR MOVIL DE RESERVA**	**0**	**0**	**0**	**1,728**	**2,867**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**4,595**
24												
25	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO**	**0**	**0**	**0**	**75**	**10,571**	**37,402**	**50,272**	**22,507**	**10,996**	**3,991**	**135,814**
26	**REFUERZO S/E ANTON 2do CTO.**	**0**	**0**	**0**	**20**	**1,913**	**2,311**	**0**	**0**	**0**	**0**	**4,244**
27	**ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II**	**0**	**0**	**0**	**20**	**7,399**	**1,861**	**0**	**0**	**0**	**0**	**9,280**
28	**SVC S/E PANAMA II 230 KV**	**0**	**0**	**0**	**15**	**521**	**7,314**	**13,597**	**2,398**	**0**	**0**	**23,845**
28	**REFUERZO LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 1**	**0**	**0**	**0**	**20**	**738**	**25,856**	**36,380**	**14,451**	**0**	**0**	**77,445**
29	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL	0	0	0	20	688	24,752	33,140	13,305	0	0	71,905
30	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	0	0	0	0	25	552	1,620	573	0	0	2,770
31	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	0	0	0	0	25	552	1,620	573	0	0	2,770
32	**REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 230 KV**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**60**	**295**	**5,658**	**10,996**	**3,991**	**21,000**
33	ADICIÓN S/E SANTA RITA 230 KV	0	0	0	0	0	50	217	4,179	8,115	2,948	15,509
34	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	0	0	0	0	0	10	78	1,479	2,881	1,043	5,491
35												

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

36	**PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES**	**0**	**75**	**0**	**1,680**	**411**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2,166**
37	REPOCISION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	0	75	0	558	0	0	0	0	0	0	633
38	REEMPLAZO DE RECTIFICADORES	0	0	0	102	0	0	0	0	0	0	102
39	EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES	0	0	0	104	0	0	0	0	0	0	104
40	REPOSICIONDE CROSCONECTORES	0	0	0	148	0	0	0	0	0	0	148
41	AMPLIACION COBERTURA DE RADIO DIGITAL	0	0	0	768	411	0	0	0	0	0	1,179
42												
43	**PLAN DE REPOSICIÓN**	**1,519**	**2,986**	**1,213**	**1,323**	**20**	**2,578**	**2,284**	**0**	**0**	**0**	**11,923**
44	**REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**	**1,519**	**2,986**	**1,213**	**1,323**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**7,041**
45	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	1,204	923	0	0	0	0	0	0	0	0	2,127
46	REMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA	0	547	0	0	0	0	0	0	0	0	547
47	REMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE	0	95	5	426	0	0	0	0	0	0	526
48	REMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE	0	1,257	1,208	0	0	0	0	0	0	0	2,465
49	ADQUISICIÓN EQ. MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES	315	164	0	0	0	0	0	0	0	0	479
50	REMPLAZO INTERRUPTORES 230 KV S/E PANAMA	0	0	0	852	0	0	0	0	0	0	852
51	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	45
52	**REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO**	**0**	**0**	**0**	**0**	**20**	**2,578**	**2,284**	**0**	**0**	**0**	**4,882**
53	REMPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	0	0	0	0	20	2,578	2,284	0	0	0	4,882
54												
55	**PLAN DE PLANTA GENERAL**	**2,008**	**1,431**	**1,301**	**14,442**	**2,868**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**22,050**
56	EDIFICIO-ETESA	108	132	708	13,650	2,868	0	0	0	0	0	17,466
57	EQUIPO DE INFORMATICA	1,300	799	340	420	0	0	0	0	0	0	2,859
58	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	600	500	253	372	0	0	0	0	0	0	1,725
59												
60	**SISTEMA DE CONEXIÓN**	**0**	**4,904**	**8,046**	**4,522**	**2,974**	**3,675**	**1,940**	**0**	**0**	**0**	**26,061**
61	S/E EL HIGO (LAS GUIAS) 1r CTO.	0	0	5	3,650	1,219	0	0	0	0	0	4,874
62	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ	0	2,372	678	0	0	0	0	0	0	0	3,050
63	ADICION T3 S/E CHORRERA	0	2,457	913	0	0	0	0	0	0	0	3,370
64	EQUIPOS PARA INST. T3 LLANO SÁNCHEZ.	0	0	3,448	0	0	0	0	0	0	0	3,448
65	EQUIPOS PARA INST. T3 CHORRERA	0	0	2,987	0	0	0	0	0	0	0	2,987
66	REMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E MATA DE NANCE	0	16	5	155	0	0	0	0	0	0	176
67	REMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E LLANO SANCHEZ	0	59	5	353	0	0	0	0	0	0	417
68	REMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E LLANO SANCHEZ	0	0	5	171	0	0	0	0	0	0	176
69	REMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ	0	0	0	20	1,735	1,940	0	0	0	0	3,695
70	REMPLAZO T2 S/E CHORRERA	0	0	0	0	20	1,735	1,940	0	0	0	3,695
71	REMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	0	0	0	173	0	0	0	0	0	0	173
72												
73	**PLAN ESTRATÉGICO**	**6,307**	**2,093**	**3,228**	**6,830**	**5,305**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**23,763**
74	S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	6,307	2,093	0	0	0	0	0	0	0	0	8,400
75	ADICION T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	0	0	1,156	3,294	0	0	0	0	0	0	4,450
76	S/E SAN BARTOLO 230/34-5 KV	0	0	2,072	3,536	5,305	0	0	0	0	0	10,913

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2010	Observación	Nueva Fecha Plan 2011	Costo (Miles de B/.)
1	**TOTAL**				**289,981**
2					
3	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO**				152,001
4	**REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 115 KV**				20,878
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II y CHAG-CAC 115)	09/02/2012	Cambio de fecha	10/01/2013	13,786
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	09/02/2012	Cambio de fecha	10/01/2013	4,634
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	09/02/2012	Cambio de fecha	10/01/2013	2,458
8	**REFUERZO GUASQUITAS - CHANGUINOLA**				12,970
9	L/T GUASQ. - CHANG. ADICION 2do CTO. 230 KV	25/01/2012	Cambio de fecha	01/02/2012	7,359
10	ADICIÓN S/E CHANGUINOLA 230 KV	25/01/2012	Cambio de fecha	01/02/2012	2,588
11	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	25/01/2012	Cambio de fecha	01/02/2012	3,023
12	**CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II**	13/12/2012	Cambio de fecha	23/03/2012	5,047
13	**CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ**	13/12/2012	Cambio de fecha	23/03/2012	5,711
14	**REPOT. LINEAS GUASQ-VEL-LLS-PAN II 230 KV**	01/07/2012	Cambio de fecha	01/01/2013	8,320
15	**REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS**	19/08/2011	Cambio de fecha	11/08/2011	1,659
16	**REPOT. LINEAS MDN-VEL-LLS-PAN-CHO-PAN 230 KV COND. ACSS**	01/07/2013		01/07/2013	52,902
17	**REPOT. LINEA MDN-PRO-FRONT 230 KV COND. ACSS**	01/07/2013		01/07/2013	3,860
18	**ADICION T4 S/E PANAMA**	16/02/2012	Cambio de fecha	13/12/2012	4,882
19	**INSTALACION T4 PANAMA**	16/02/2012	Cambio de fecha	13/12/2012	3,230
20	**SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV**	01/07/2014		01/07/2014	23,845
21	**SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.**	13/02/2012		01/01/2014	3,310
22	**TORRES DE EMERGENCIA**	30/12/2011		01/07/2013	792
23	**TRANFORMADOR MOVIL DE RESERVA**		Nuevo	01/07/2014	4,595
24					
25	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO**				135,814
26	**REFUERZO S/E ANTON 2do CTO.**	01/07/2015	Cambio de fecha	15/07/2015	4,244
27	**ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II**	01/01/2016		01/01/2016	9,280
28	**SVC S/E PANAMA II 230 KV**	04/01/2017	Cambio de Fecha	01/07/2017	23,845
29	**REFUERZO LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 1**				77,445
30	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL	01/07/2017		01/07/2017	71,905
31	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	01/07/2017		01/07/2017	2,770
32	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	01/07/2017		01/07/2017	2,770
33	**REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 230 KV**				21,000
34	ADICIÓN S/E SANTA RITA 230 KV	01/01/2019		01/01/2019	15,509
35	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	01/01/2019		01/01/2019	5,491
36					
37	**PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES**				2,166
38	REPOCISION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	19/12/2011	Cambio de Fecha	01/12/2013	633
39	REEMPLAZO DE RECTIFICADORES		Nuevo	01/12/2013	102
40	EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES		Nuevo	01/12/2013	104
41	REPOSICIONDE CROSCONECTORES		Nuevo	01/12/2013	148
42	AMPLIACION COBERTURA DE RADIO DIGITAL		Nuevo	01/07/2014	1,179

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
PLAN DE INVERSION
PLAN DE REPOSICION Y PLANTA GENERAL
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2010	Observación	Nueva Fecha Plan 2011	Costo (Miles de B/.)
1	**TOTAL**				**83,797**
2					
3	**PLAN DE REPOSICIÓN**				**11,923**
4	**REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**				**7,041**
5	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	01/03/2011	Cambio de Fecha	30/12/2011	**2,127**
6	REMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA	30/12/2010	Cambio de Fecha	30/12/2011	**547**
7	REMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE	30/12/2011	Cambio de Fecha	30/12/2013	**526**
8	REMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE	16/02/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	**2,465**
9	ADQUISICIÓN EQ. MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES	25/03/2010	Cambio de Fecha	30/12/2011	**479**
10	REMPLAZO INTERRUPTORES 230 KV S/E PANAMA		Nuevo	30/12/2013	**852**
11	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES		Nuevo	30/12/2013	**45**
12	**REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO**				**4,882**
13	REMPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	01/07/2016		01/07/2016	**4,882**
14					**0**
15	**PLAN DE PLANTA GENERAL**				**22,050**
16	EDIFICIO-ETESA			30/01/2014	**17,466**
17	EQUIPO DE INFORMATICA	30/12/2013		30/12/2013	**2,859**
18	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	30/12/2013		30/12/2013	**1,725**
19					
20	**SISTEMA DE CONEXIÓN**				**26,061**
21	S/E EL HIGO (LAS GUIAS) 1r CTO.	13/02/2012	Cambio de Fecha	01/01/2014	**4,874**
22	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ	16/11/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	**3,050**
23	ADICION T3 S/E CHORRERA	16/11/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	**3,370**
24	EQUIPOS PARA INST. T3 LLANO SÁNCHEZ.	16/11/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	**3,448**
25	EQUIPOS PARA INST. T3 CHORRERA	16/11/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	**2,987**
26	REMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E MATA DE NANCE	30/12/2011	Cambio de Fecha	30/12/2013	**176**
27	REMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E LLANO SANCHEZ	30/12/2011	Cambio de Fecha	30/12/2013	**417**
28	REMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E LLANO SANCHEZ	30/12/2011	Cambio de Fecha	30/12/2013	**176**
29	REMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ	01/07/2015		01/07/2015	**3,695**
30	REMPLAZO T2 S/E CHORRERA	01/07/2016		01/07/2016	**3,695**
31	REMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	01/07/2013		01/07/2013	**173**
32					
33	**PLAN ESTRATÉGICO**				**23,763**
34	S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	31/01/2011	Cambio de Fecha	01/02/2011	**8,400**
35	ADICION T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV		Nuevo	30/12/2013	**4,450**
36	S/E SAN BARTOLO 230/34-5 KV		Nuevo	30/01/2014	**10,913**

ANEXO III-2

PROYECTOS CANDIDATOS

	Terminal i	Nombre de Barra SDDP	Terminal j	Nombre de Barra SDDP	Reactancia	Longitud	Capacidad	Tensión	Sección de Conductor	Costo equipos terminales para conexión del transformador (alta)	Costo equipos terminales para conexión del transformador (baja)	Costo equipos terminales para conexión de línea	Costo unitario de línea	Costo de transformación	Costo total del candidato
	Busbar		Busbar		(%)	km	MVA	kV		MUSD	MUSD	MUSD	MUSD/km	MUSD/MVA	MUSD
	LINEAS DE CIRCUITO SENCILLO														
1	GUASQUITAS	GUA-230	VELADERO	VEL-230	7.59	84.30	225	230	1200 ACAR			6,039.56	209.5		23,700.41
2	VELADERO	VEL-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	9.91	110.07	225	230	1200 ACAR			6,039.56	209.5		29,099.22
3	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.55	195.00	225	230	1200 ACAR			6,039.56	209.5		46,892.06
4	MATA DE NANCE	MDN-230	VELADERO	VEL-230	7.85	84.49	193	230	750 ACAR			6,039.56	169.4		20,347.94
5	LLANO SANCHEZ	LLS-230	CHORRERA	CHO-230	13.21	142.19	193	230	750 ACAR			6,039.56	169.4		30,119.44
6	CHORRERA	CHO-230	PANAMA	PAN-230	3.62	39.00	193	230	750 ACAR			6,039.56	169.4		12,644.21
7	PROGRESO	PRO-230	CONCEPCION	CON-230	2.51	27.00	193	230	750 ACAR			6,039.56	169.4		10,612.01
8	CONCEPCION	CON-230	MATA DE NANCE	MDN-230	2.51	27.00	193	230	750 ACAR			6,039.56	169.4		10,612.01
9	MATA DE NANCE	MDN-115	CALDERA	CAL-115	9.53	25.00	150	115	636 ACSR			6,039.56	151.7		9,833.06
10	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	17.49	194.37	225	230	1200 ACAR			6,039.56	209.5		46,760.07
11	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.49	195.00	225	230	1200 ACAR			6,039.56	209.5		46,892.06
11	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	13.93	194.37	350	230	2X750 ACAR			6,039.56	366.0		77,184.81
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	13.93	195.00	350	230	2X750 ACAR			6,039.56	366.0		77,415.41
11	CHANGUINOLA	Chang230	GUASQUITAS	GUA-230	10.05	120.00	225	230	1200 ACAR			6,039.56	209.5		31,179.56
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	LAS GUÍAS ****	LGU-230	5.57	60.00	193	230	750 ACAR			3,019.78	0.0		3,019.78
13	LAS GUÍAS	LGU-230	CHORRERA ****	CHO-230	7.63	82.19	193	230	750 ACAR			1,756.79	0.0		1,756.79
14	SANTA RITA	SRITA-115	PANAMA 2	PA2-230	4.32	48.00	225	230	1200 ACAR			6,039.56	209.5		16,095.56
15	GUASQUITAS	GUA-230	FORTUNA	FOR-230	1.44	16.00	225	230	1200 ACAR			6,039.56	209.5		9,391.56
16	PANAMA 2 500	PA2-500	LLANO SANCHEZ 500	LLS-500	2.60	195.00	900	500							106,294.00
17	LLANO SANCHEZ 500	LLS-500	GUASQUITAS 500	GUA-500	2.60	195.00	900	500							106,294.00
18	PANAMA 2 500	PAN-500	GUASQUITAS 500	GUA-500	5.21	390.00	900	500							161,284.00
	LINEAS DE DOBLE CIRCUITO														
1	GUASQUITAS	GUA-230	VELADERO	VEL-230	7.59	84.30	225	230	1200 ACAR			12,079.12	328.0		39,731.21
2	VELADERO	VEL-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	9.91	110.07	225	230	1200 ACAR			12,079.12	328.0		48,184.28
3	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.55	195.00	225	230	1200 ACAR			12,079.12	328.0		76,043.02
4	MATA DE NANCE	MDN-230	VELADERO	VEL-230	7.85	84.49	193	230	750 ACAR			12,079.12	262.0		34,212.12
5	LLANO SANCHEZ	LLS-230	CHORRERA	CHO-230	13.21	142.19	193	230	750 ACAR			12,079.12	262.0		49,327.21
6	CHORRERA	CHO-230	PANAMA	PAN-230	3.62	39.00	193	230	750 ACAR			12,079.12	262.0		22,295.56
7	PROGRESO	PRO-230	CONCEPCION	CON-230	2.51	27.00	193	230	750 ACAR			12,079.12	262.0		19,152.04
8	CONCEPCION	CON-230	MATA DE NANCE	MDN-230	2.51	27.00	193	230	750 ACAR			12,079.12	262.0		19,152.04
9	MATA DE NANCE	MDN-115	CALDERA	CAL-115	9.53	25.00	150	115	636 ACSR			12,079.12	232.7		17,895.37
10	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	17.49	194.37	225	230	1200 ACAR			12,079.12	328.0		75,836.37
11	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.49	195.00	225	230	1200 ACAR			12,079.12	328.0		76,043.02
11	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	13.93	194.37	350	230	2X750 ACAR			12,079.12	478.3		105,040.46
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	13.93	195.00	350	230	2X750 ACAR			12,079.12	478.3		105,341.77
11	CHANGUINOLA	Chang230	GUASQUITAS	GUA-230	10.05	120.00	225	230	1200 ACAR			12,079.12	328.0		51,441.52
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	LAS GUÍAS ****	LGU-230	5.57	60.00	193	230	750 ACAR			6,039.56	0.0		6,039.56
13	LAS GUÍAS	LGU-230	CHORRERA ****	CHO-230	7.63	82.19	193	230	750 ACAR			3,513.57	0.0		3,513.57
14	SANTA RITA	SRITA-230	PANAMA 2	PA2-230	4.32	48.00	225	230	1200 ACAR			12,079.12	328.0		27,824.08
15	PANAMA	PAN-230	PANAMA 2	PA2-230		12.94	350	230	636 ACSS			0.00	141.0		1,824.54
16	PANAMA	PAN-230	MATA DE NANCE	MDN-230		375.00	350	230	636 ACSS			0.00	141.0		52,875.00
17	MATA DE NANCE	MDN-230	PROGRESO	PRO-230		63.70	350	230	636 ACSS			0.00	141.0		8,981.70
	TRANSFORMADORES														
1	PANAMA 230	PAN-230	PANAMA 115	PAN-115	5.14		175	230		3,020	2,113			14.0	9,131.00
2	PANAMA 230	PAN-230	PANAMA 115	PAN-115	2.57		350	230		3,020	2,113			10.0	9,821.00
3	PANAMA2 230	PA2-230	PANAMA2 115	PA2-115	5.14		175	230		3,020	2,113			14.0	9,131.00
4	PANAMA2 230	PA2-230	PANAMA2 115	PA2-115	2.57		350	230		3,020	2,113			10.0	9,821.00
5	SANTA RITA 230	SRITA-230	SANTA RITA 115	SRITA-115	5.14		100	230		3,020	2,113			14.0	6,532.75
6	PANAMA2 500	PA2-500	PANAMA2 230	PA2-230	11.17		450	500							13,674.00
7	LLANO SANCHEZ 500	LLS-500	LLANO SANCHEZ 230	LLS-230	11.17		450	500							13,674.00
8	GUASQUITAS 500	GUA-500	GUASQUITAS 230	GUA-230	11.17		450	500							13,674.00

ANEXO III-3
RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA
INTERCAMBIOS CON C.A.

INDICE GENERAL

Año 2011

Demanda Máxima de Inverno
Contingencia 3: Llano Sánchez – Panamá II
Contingencia 4: Llano Sánchez – Veladero
Contingencia 5: Mata de Nance - Veladero
Contingencia 6: Boquerón III – Mata de Nance
Contingencia 15: Las Minas 2 – Chilibre
Contingencia 19: Chorrera – Pan Am
Demanda Máxima de Verano
Demanda Mínima de Invierno
Demanda Mínima de Verano

Año 2012

Demanda Máxima de Invierno
Contingencia 3: Llano Sánchez – Panamá II
Contingencia 4: Llano Sánchez – Veladero
Contingencia 5: Mata de Nance - Veladero
Contingencia 6: Boquerón III – Mata de Nance
Contingencia 10: Fortuna – Gualaca
Contingencia 13: Mata de Nance – Caldera
Demanda Máxima de Verano
Demanda Mínima de Invierno
Demanda Mínima de Verano

Año 2013

Demanda Máxima de Inverno
Contingencia 2: Llano Sánchez – Las Guías
Contingencia 3: Llano Sánchez – Panamá II
Contingencia 7: Frontera – Progreso
Contingencia 13: Mata de Nance – Caldera
Contingencia 21: Llano Sánchez – Veladero
Contingencia 23: Llano Sánchez – Antón
Demanda Máxima de Verano
Demanda Mínima de Invierno
Demanda Mínima de Verano

Año 2014

Demanda Máxima de Inverno
Contingencia 3: Llano Sánchez – Panamá II
Contingencia 7: Frontera – Progreso
Contingencia 13: Mata de Nance – Caldera
Contingencia 21: Llano Sánchez – Veladero
Contingencia 22: Llano Sánchez – San Bartolo
Contingencia 23: Llano Sánchez – Antón
Demanda Máxima de Verano
Demanda Mínima de Invierno
Demanda Mínima de Verano

Año 2015

Demanda Máxima de Inverno
Contingencia 2: Llano Sánchez – Las Guías
Contingencia 7: Frontera – Progreso
Contingencia 13: Mata de Nance – Caldera
Contingencia 21: Llano Sánchez – Veladero
Contingencia 22: Llano Sánchez – San Bartolo
Contingencia 23: Llano Sánchez – Antón
Demanda Máxima de Verano
Demanda Mínima de Invierno
Demanda Mínima de Verano

Año 2017

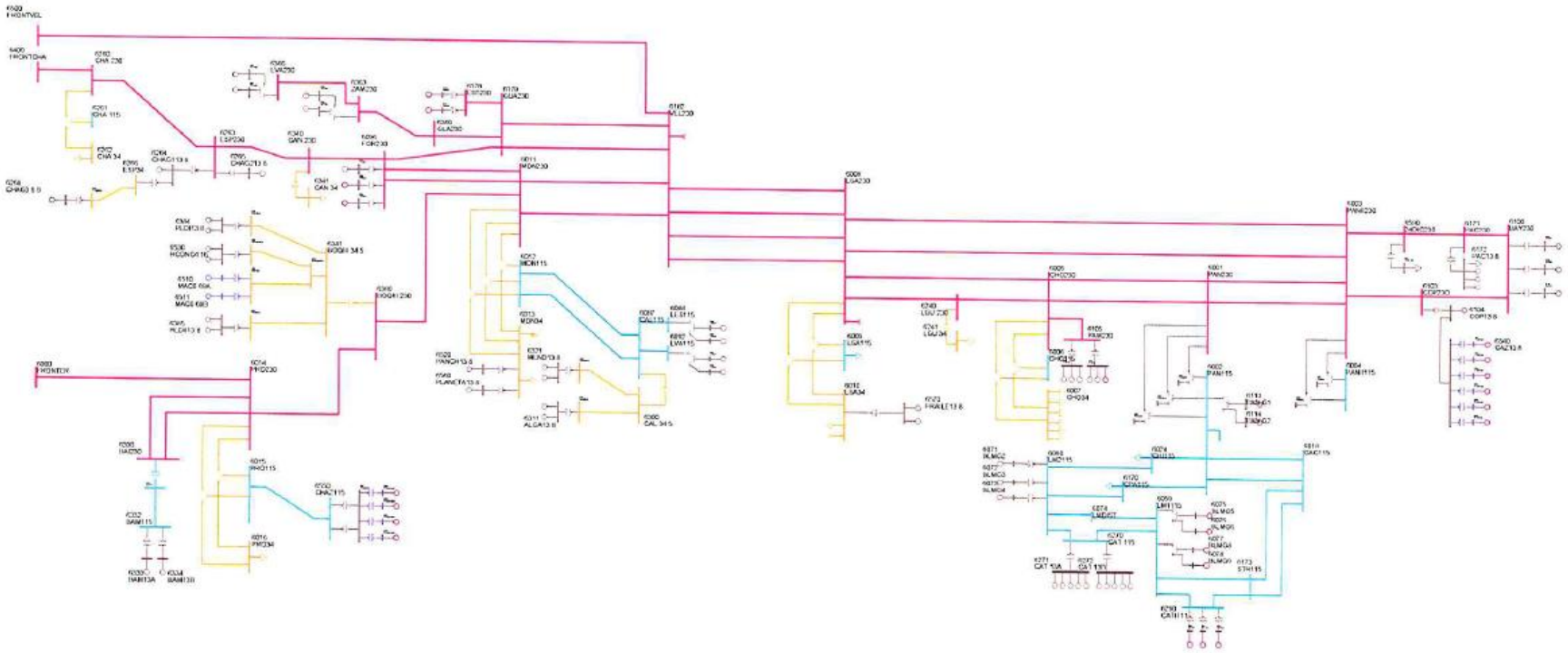
Demanda Máxima de Inverno
Contingencia 2: Llano Sánchez – Las Guías
Contingencia 13: Mata de Nance – Caldera
Contingencia 21: Llano Sánchez – Veladero
Contingencia 22: Llano Sánchez – San Bartolo
Contingencia 23: Llano Sánchez – Antón
Contingencia 24: Llano Sánchez – Barro Blanco
Demanda Máxima de Verano
Demanda Mínima de Invierno
Demanda Mínima de Verano

Año 2020

Demanda Máxima de Inverno
Contingencia 1: Panamá – Panamá II
Contingencia 13: Mata de Nance – Caldera
Contingencia 21: Llano Sánchez – Veladero
Contingencia 22: Llano Sánchez – San Bartolo
Contingencia 24: Llano Sánchez – Barro Blanco
Contingencia 25: Guasquitas – Gualaca
Demanda Máxima de Verano
Demanda Mínima de Invierno
Demanda Mínima de Verano

Año 2011

Demanda Máxima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 8:53
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0051	37.8	1.0000	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0051	37.8	1.0000	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0054	37.8	1.0000	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	2.6	12.0	-5.0	1.0100	22.3	0.9936	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	2.6	12.0	-5.0	1.0100	22.3	0.9936	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-4.3	12.0	-5.0	1.0100	26.1	0.9868	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-4.3	12.0	-5.0	1.0100	26.1	0.9868	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	62.0	-26.7	50.0	-50.0	0.9850	68.5	0.9185	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	66.0	11.3	30.0	-25.0	1.0000	67.0	0.9857	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	66.9	3.6	30.0	-25.0	0.9900	67.7	0.9986	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9850	17.8	0.8590	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9850	17.8	0.8590	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9850	17.8	0.8590	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9680	18.2	0.8590	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9680	18.2	0.8590	20.7			63	6
6110	BAYG3	13.800	B3	66.9	-6.8	67.0	-25.0	0.9900	68.0	0.9949	100.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9832	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9832	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9832	19.5	0.8832	21.7			61	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-6.5	52.4	-48.9	1.0000	99.8	0.9979	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-3.2	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9995	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.7	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.0	0.8712	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	-0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9990	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	-0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9990	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	-0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9990	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	-0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9990	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	-0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9990	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	-0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9990	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	-0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9990	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	-0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9990	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	-0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9990	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	-0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9990	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	-0.4	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9948	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	-0.4	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9948	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	-0.4	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9948	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	-0.4	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9948	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9950	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9950	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9950	10.9			62	6

6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9950	10.9	62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	0.2	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9994	5.7	64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	0.2	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9994	5.7	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	0.9	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9952	10.4	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	0.9	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9952	10.4	64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	-0.3	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9999	30.0	64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	-0.3	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9999	30.0	64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.0	-4.9	7.8	-7.0	1.0200	16.4	0.9561	25.0	64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.0	-4.9	7.8	-7.0	1.0200	16.4	0.9561	25.0	64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.0	-6.6	8.0	-8.0	1.0200	26.3	0.9694	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.0	-6.6	8.0	-8.0	1.0200	26.3	0.9694	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.4	4.9	-4.9	1.0200	9.3	0.9989	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.4	4.9	-4.9	1.0200	9.3	0.9989	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.8	3.2	-3.6	1.0200	6.1	0.9925	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.8	3.2	-3.6	1.0200	6.1	0.9925	7.5	64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0250	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0250	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9547	5.4	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0130	5.3	0.8851	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0130	5.3	0.8851	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9547	4.9	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9787	2.8	0.9040	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9787	2.8	0.9040	3.0	63	6
SUBSYSTEM TOTALS				1160.1	18.6	619.5	-445.2				1512.8		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 8:53
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	1.2	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9978	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.7	11.0	0.0	1.0100	21.6	0.9174	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	20.0	11.4	15.0	0.0	1.0100	22.8	0.8681	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	2.1	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9927	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	0.9	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9956	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.8	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9964	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	0.9	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9964	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				105.0	26.0	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 8:53
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0332	237.63	6005	CHO230	230.00	6	1.0020	230.47
6008	LSA230	230.00	6	1.0155	233.57	6011	MDN230	230.00	6	1.0198	234.55
6014	PRO230	230.00	6	1.0314	237.22	6096	FOR230	230.00	6	1.0172	233.95
6100	BAY230	230.00	6	1.0139	233.20	6103	COP23O	230.00	6	1.0022	230.50
6105	PAM230	230.00	6	1.0022	230.51	6171	PAC230	230.00	6	1.0074	231.70
6178	EST230	230.00	6	1.0184	234.23	6179	GUA230	230.00	6	1.0184	234.23
6182	VEL230	230.00	6	1.0239	235.49	6240	LGU 230	230.00	6	1.0061	231.40
6260	CHA 230	230.00	6	1.0194	234.47	6263	ESP230	230.00	6	1.0186	234.28
6330	BAI230	230.00	6	1.0313	237.19	6340	CAN 230	230.00	6	1.0162	233.72
6360	GLA230	230.00	6	1.0221	235.07	6363	ZAM230	230.00	6	1.0270	236.20
6366	EVA230	230.00	6	1.0297	236.82	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0262	236.02
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0201	234.63	6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0382	238.78
6590	24DIC230	230.00	6	1.0033	230.76						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9958	229.03	6003	PANII230	230.00	6	0.9998	229.95

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 8:53
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0121	116.39	6004	PANII115	115.00	6	1.0150	116.72
6009	LSA115	115.00	6	1.0266	118.05	6012	MDN115	115.00	6	1.0232	117.66
6015	PRO115	115.00	6	1.0297	118.41	6018	CAC115	115.00	6	1.0119	116.37
6019	CVI115A	115.00	6	1.0076	115.88	6024	CHI115	115.00	6	1.0015	115.17
6027	LOC115A	115.00	6	1.0060	115.69	6032	MAR115A	115.00	6	1.0039	115.44
6036	SMA115	115.00	6	1.0103	116.19	6040	SFR115	115.00	6	1.0041	115.47
6055	MOS115B	115.00	6	1.0090	116.04	6057	TOC115	115.00	6	1.0132	116.52
6059	LM1115	115.00	6	1.0085	115.98	6060	LM2115	115.00	6	1.0086	115.99
6066	FFIELD	115.00	6	1.0083	115.95	6074	LMDIST	115.00	6	1.0085	115.98
6087	CAL115	115.00	6	1.0273	118.14	6088	LES115	115.00	6	1.0295	118.39
6092	LVA115	115.00	6	1.0272	118.12	6123	MIR115	115.00	7	1.0236	117.72
6170	CPA115	115.00	6	1.0095	116.09	6173	STR115	115.00	6	1.0088	116.01
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0112	116.29	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0112	116.29

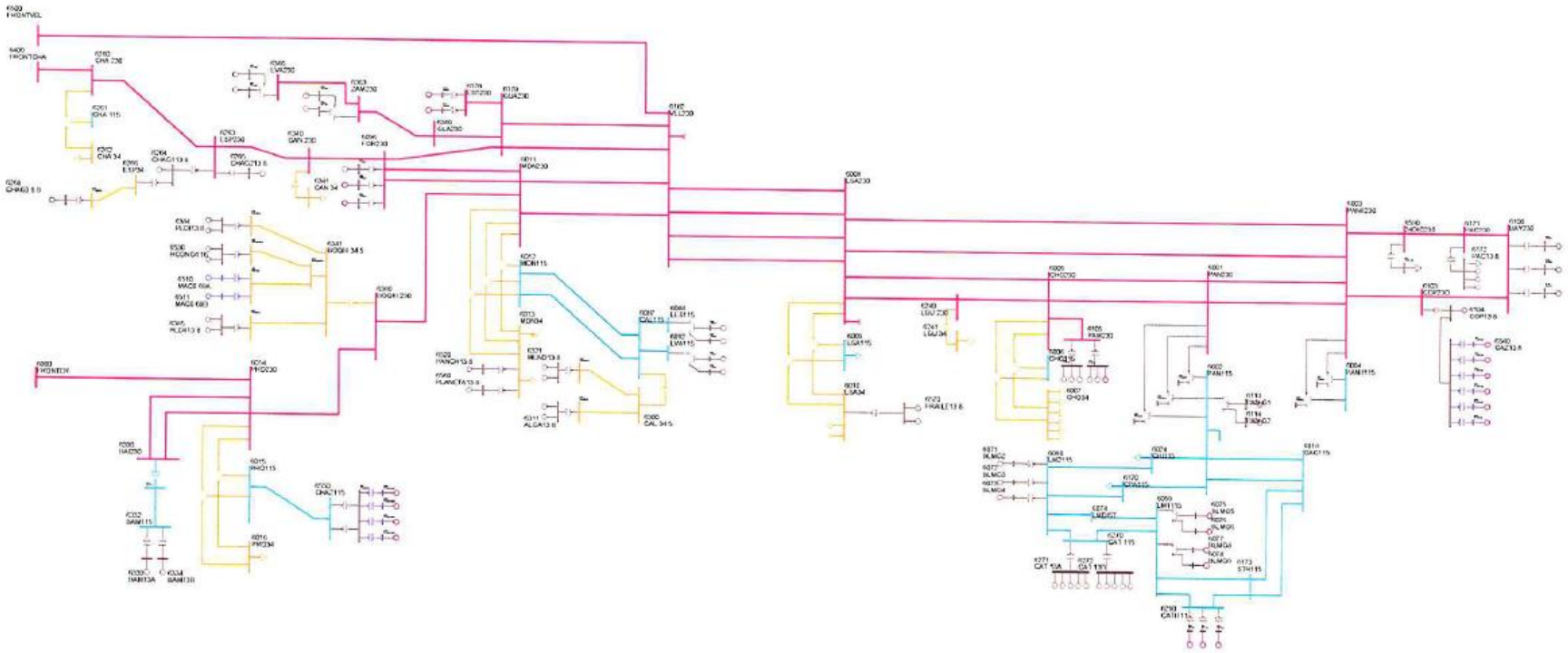
```
   6210 TIN115      115.00    6 1.0088 116.01      6211 PM115-9     115.00    6 1.0090 116.04
   6230 CBA115      115.00    6 1.0051 115.58      6261 CHA 115     115.00    6 1.0158 116.81
   6270 CAT 115     115.00    6 1.0087 116.00      6280 GIR 115     115.00    6 1.0097 116.11
   6290 CATII 11    115.00    6 1.0085 115.98      6331 BAI115      115.00    6 1.0146 116.68
   6332 BAM115      115.00    6 1.0147 116.69      6350 PM115-8     115.00    6 1.0081 115.93
   6550 CHAZ115     115.00    6 1.0297 118.41      6580 LBO115      115.00    6 1.0073 115.84

 BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:
   BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
   6006 CHO115      115.00    6 0.9817 112.89      6047 CLA115      115.00    6 0.9964 114.59

------------------------------------------------------------------------------


PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, APR 13 2011  11:03

 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA
                        OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    47.8    50.0    95.7    --      --      --      --
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 1     6  T2    47.8    50.0    95.7    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 2     6  T1    57.3    60.0    95.5    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 2     6  T2    57.3    60.0    95.5    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.6    54.0    99.2    --      --      --      --
   6210 TIN115      115.00*    6 3WNDTR TIN T1       WND 2     6  T1    40.6    42.0    96.7    --      --      --      --
------------------------------------------------------------------------------

      PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, APR 13 2011  11:03
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA
                        OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 8:53
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1145.6	1130.4	0.0	0.0	0.0	0.0	27.2	-12.1	-12.1	-12.0
GUATEMAL	223.1	342.4	-69.3	0.0	0.0	296.2	294.3	-48.1	-48.1	
2	890.5	875.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.5	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	77.8	270.5	-148.4	0.0	0.0	246.2	172.2	29.6	29.6	
3	961.7	938.5	0.0	0.0	0.0	0.0	23.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	319.6	317.1	-26.9	0.0	0.0	349.7	311.5	67.6	67.6	
4	427.0	408.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.9	0.1	0.1	0.0
NICARAGU	35.1	160.0	-25.6	0.0	0.0	174.4	153.4	-78.4	-78.4	
5	1174.8	1157.2	0.0	0.0	0.0	0.0	17.9	-0.3	-0.3	0.0
C.RICA	122.9	457.9	-234.3	0.0	0.0	442.8	289.5	52.6	52.6	
6	1160.1	1172.7	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	-47.8	-47.8	-48.0
PANAMA	18.6	205.4	-132.9	0.0	0.0	452.9	441.7	-42.7	-42.7	
7	105.0	41.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	60.0	60.0	60.0
ACANAL	26.0	7.3	-15.9	0.0	0.0	0.0	15.2	19.4	19.4	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	5864.7	5723.4	0.0	0.0	0.0	0.0	141.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	823.1	1760.6	-653.2	0.0	0.0	1962.2	1677.9	0.0	0.0	

Contingencia 3: Llano Sánchez – Panamá II (230-13)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:08
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MAXIMA CONT3

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.3	15.0	0.0	1.0000	38.0	0.9994	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.3	15.0	0.0	1.0000	38.0	0.9994	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.2	15.0	0.0	1.0000	38.0	0.9995	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.1	12.0	-5.0	1.0100	22.4	0.9906	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.1	12.0	-5.0	1.0100	22.4	0.9906	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.7	12.0	-5.0	1.0100	26.0	0.9902	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.7	12.0	-5.0	1.0100	26.0	0.9902	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	62.0	-23.4	50.0	-50.0	0.9850	67.3	0.9356	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	68.9	18.7	30.0	-25.0	1.0000	71.4	0.9649	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	66.9	10.7	30.0	-25.0	0.9900	68.5	0.9875	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9703	18.1	0.8590	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9703	18.1	0.8590	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9703	18.1	0.8590	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9532	18.4	0.8590	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9532	18.4	0.8590	20.7			63	6
6110	BAYG3	13.800	B3	66.9	1.5	67.0	-25.0	0.9900	67.6	0.9998	100.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9703	19.8	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9703	19.8	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9703	19.8	0.8832	21.7			61	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-5.4	52.4	-48.9	1.0000	99.8	0.9985	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-2.1	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9998	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.7	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.0	0.8712	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9993	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9993	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9993	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9993	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9993	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9993	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9993	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9993	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9993	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9993	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	0.0	2.0	-2.0	1.0000	3.7	1.0000	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	0.0	2.0	-2.0	1.0000	3.7	1.0000	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	0.0	2.0	-2.0	1.0000	3.7	1.0000	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	0.0	2.0	-2.0	1.0000	3.7	1.0000	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	0.0	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	0.0	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	0.0	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6

6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	0.0	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9	62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	0.2	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9991	5.7	64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	0.2	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9991	5.7	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	1.1	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9923	10.4	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	1.1	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9923	10.4	64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	0.1	10.0	-10.0	1.0000	26.6	1.0000	30.0	64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	0.1	10.0	-10.0	1.0000	26.6	1.0000	30.0	64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.0	-2.6	7.8	-7.0	1.0200	15.9	0.9874	25.0	64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.0	-2.6	7.8	-7.0	1.0200	15.9	0.9874	25.0	64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.0	-4.4	8.0	-8.0	1.0200	25.8	0.9862	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.0	-4.4	8.0	-8.0	1.0200	25.8	0.9862	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.8	4.9	-4.9	1.0200	9.3	0.9967	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.8	4.9	-4.9	1.0200	9.3	0.9967	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	1.1	3.2	-3.6	1.0200	6.1	0.9847	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	1.1	3.2	-3.6	1.0200	6.1	0.9847	7.5	64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0237	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0237	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9517	5.4	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0117	5.3	0.8851	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0117	5.3	0.8851	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9517	5.0	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9652	2.8	0.9040	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9652	2.8	0.9040	3.0	63	6
SUBSYSTEM TOTALS				1162.9	76.7	619.5	-445.2				1512.8		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:08
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MAXIMA CONT3

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	2.6	8.0	0.0	1.0100	18.0	0.9894	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	9.9	11.0	0.0	1.0100	22.1	0.8963	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	20.0	13.0	15.0	0.0	1.0100	23.6	0.8391	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	3.8	8.0	0.0	1.0100	17.2	0.9760	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9921	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9939	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9939	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				105.0	32.8	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:08
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MAXIMA CONT3

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0295	236.78	6008	LSA230	230.00	6	1.0020	230.46
6011	MDN230	230.00	6	1.0154	233.54	6014	PRO230	230.00	6	1.0277	236.37
6096	FOR230	230.00	6	1.0135	233.11	6100	BAY230	230.00	6	1.0045	231.04
6178	EST230	230.00	6	1.0145	233.33	6179	GUA230	230.00	6	1.0145	233.33
6182	VEL230	230.00	6	1.0159	233.66	6260	CHA 230	230.00	6	1.0181	234.17
6263	ESP230	230.00	6	1.0172	233.96	6330	BAI230	230.00	6	1.0276	236.35
6340	CAN 230	230.00	6	1.0132	233.04	6360	GLA230	230.00	6	1.0185	234.25
6363	ZAM230	230.00	6	1.0238	235.47	6366	EVA230	230.00	6	1.0266	236.12
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0223	235.13	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0189	234.35
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0339	237.79						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9799	225.37	6003	PANII230	230.00	6	0.9835	226.21
6005	CHO230	230.00	6	0.9855	226.65	6103	COP23O	230.00	6	0.9870	227.00
6105	PAM230	230.00	6	0.9856	226.69	6171	PAC230	230.00	6	0.9931	228.41
6240	LGU 230	230.00	6	0.9901	227.73	6590	24DIC230	230.00	6	0.9880	227.24

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:08
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MAXIMA CONT3

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6009	LSA115	115.00	6	1.0124	116.42	6012	MDN115	115.00	6	1.0199	117.28
6015	PRO115	115.00	6	1.0260	117.99	6059	LM1115	115.00	6	1.0006	115.07
6060	LM2115	115.00	6	1.0007	115.08	6066	FFIELD	115.00	6	1.0003	115.04
6074	LMDIST	115.00	6	1.0006	115.07	6087	CAL115	115.00	6	1.0253	117.91
6088	LES115	115.00	6	1.0277	118.19	6092	LVA115	115.00	6	1.0253	117.90
6123	MIR115	115.00	7	1.0111	116.28	6170	CPA115	115.00	6	1.0016	115.19
6173	STR115	115.00	6	1.0001	115.01	6261	CHA 115	115.00	6	1.0145	116.66
6270	CAT 115	115.00	6	1.0008	115.09	6280	GIR 115	115.00	6	1.0022	115.25
6290	CATII 11	115.00	6	1.0005	115.06	6331	BAI115	115.00	6	1.0118	116.36
6332	BAM115	115.00	6	1.0126	116.45	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0260	117.99

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9974	114.71	6004	PANII115	115.00	6	0.9986	114.84
6006	CHO115	115.00	6	0.9643	110.90	6018	CAC115	115.00	6	0.9974	114.70
6019	CVI115A	115.00	6	0.9915	114.02	6024	CHI115	115.00	6	0.9894	113.78
6027	LOC115A	115.00	6	0.9910	113.96	6032	MAR115A	115.00	6	0.9889	113.72
6036	SMA115	115.00	6	0.9957	114.50	6040	SFR115	115.00	6	0.9887	113.70

```
   6047 CLA115      115.00    6 0.9843 113.19      6055 MOS115B     115.00    6 0.9943 114.35
   6057 TOC115      115.00    6 0.9967 114.62      6174 PM115-1A    115.00    6 1.0000 115.00
   6175 PM115-2A    115.00    6 1.0000 115.00      6210 TIN115      115.00    6 0.9940 114.31
   6211 PM115-9     115.00    6 0.9943 114.34      6230 CBA115      115.00    6 0.9899 113.84
   6350 PM115-8     115.00    6 0.9933 114.23      6580 LBO115      115.00    6 0.9911 113.98
--------------------------------------------------------------------------------

      PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, APR 13 2011  11:06
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MAXIMA CONT3
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    48.0    50.0    95.9    --      --      --      --
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 1     6  T2    48.0    50.0    95.9    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 2     6  T1    57.3    60.0    95.5    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 2     6  T2    57.3    60.0    95.5    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.3    54.0    98.7    --      --      --      --
   6210 TIN115      115.00*    6 3WNDTR TIN T1       WND 2     6  T1    40.7    42.0    96.8    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, APR 13 2011  11:06
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MAXIMA CONT3
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                * NONE *
```

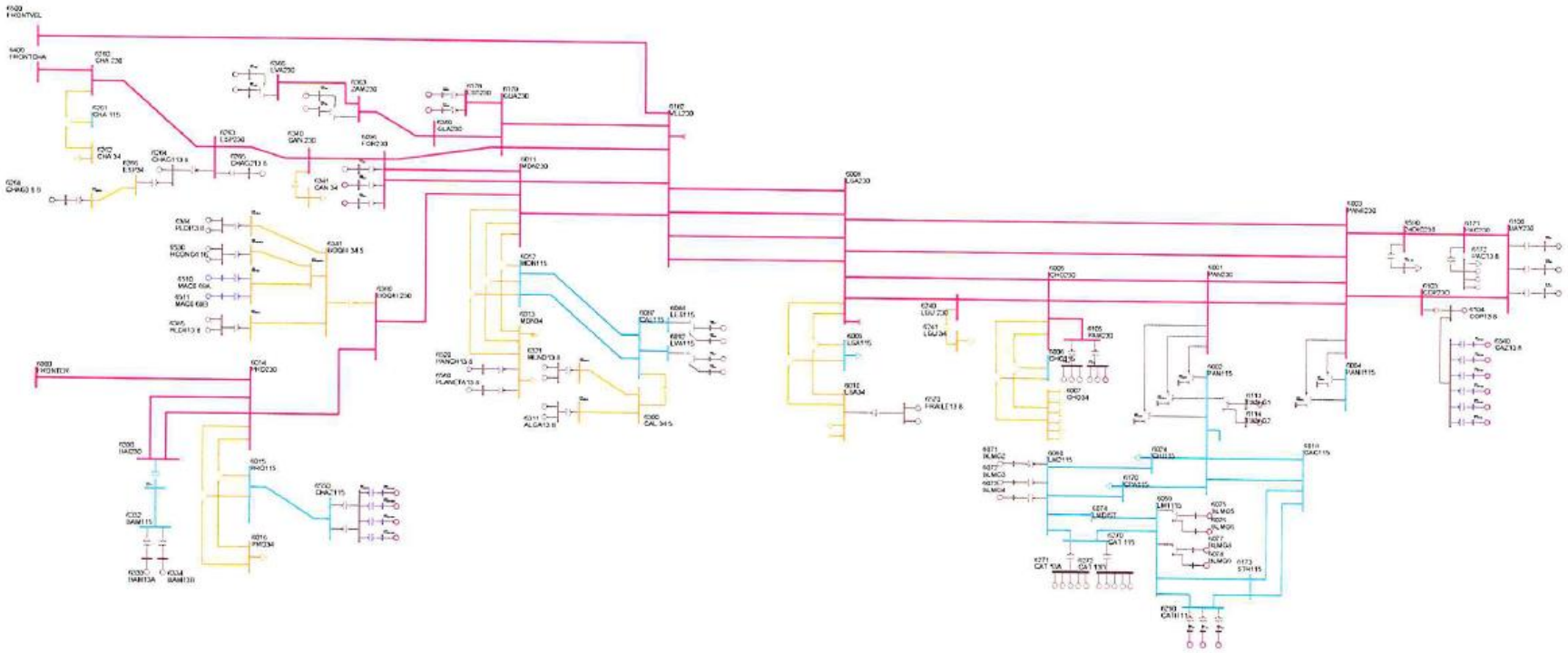
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 11:01

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MAXIMA CONT3

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1145.6	1130.4	0.0	0.0	0.0	0.0	27.2	-12.1	-12.1	-12.0
GUATEMAL	223.1	342.4	-69.3	0.0	0.0	296.2	294.3	-48.1	-48.1	
2	890.5	875.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.5	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	77.8	270.5	-148.4	0.0	0.0	246.2	172.2	29.6	29.6	
3	961.7	938.5	0.0	0.0	0.0	0.0	23.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	319.6	317.1	-26.9	0.0	0.0	349.7	311.5	67.6	67.6	
4	427.0	408.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.9	0.1	0.1	0.0
NICARAGU	35.2	160.0	-25.6	0.0	0.0	174.4	153.4	-78.3	-78.3	
5	1174.8	1157.2	0.0	0.0	0.0	0.0	17.9	-0.3	-0.3	0.0
C.RICA	126.9	457.9	-234.1	0.0	0.0	442.2	289.5	55.8	55.8	
6	1162.9	1172.7	0.0	0.0	0.0	0.0	37.9	-47.6	-47.6	-48.0
PANAMA	76.7	205.4	-128.7	0.0	0.0	408.0	459.8	-51.8	-51.8	
7	105.0	41.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	59.8	59.8	60.0
ACANAL	32.8	7.3	-15.7	0.0	0.0	0.0	16.0	25.2	25.2	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	5867.5	5723.4	0.0	0.0	0.0	0.0	144.1	0.0	0.0	0.0
TOTALS	892.1	1760.6	-648.8	0.0	0.0	1916.6	1696.8	0.0	0.0	

Contingencia 4: Llano Sánchez – Veladero (230-5A)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:14
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 4

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	0.1	15.0	0.0	1.0000	38.0	1.0000	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	0.1	15.0	0.0	1.0000	38.0	1.0000	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0001	38.0	1.0000	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.3	12.0	-5.0	1.0100	22.4	0.9891	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.3	12.0	-5.0	1.0100	22.4	0.9891	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0100	26.0	0.9916	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0100	26.0	0.9916	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	62.0	-21.9	50.0	-50.0	0.9850	66.8	0.9430	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	68.0	15.4	30.0	-25.0	1.0000	69.7	0.9753	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	66.9	7.5	30.0	-25.0	0.9900	68.0	0.9939	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9755	18.0	0.8590	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9755	18.0	0.8590	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9755	18.0	0.8590	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9584	18.3	0.8590	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9584	18.3	0.8590	20.7			63	6
6110	BAYG3	13.800	B3	66.9	-2.3	67.0	-25.0	0.9900	67.6	0.9994	100.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9762	19.7	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9762	19.7	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9762	19.7	0.8832	21.7			61	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-5.0	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9988	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-1.6	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9999	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.7	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.0	0.8712	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.1	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.1	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.1	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.1	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.1	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.1	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.1	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.1	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.1	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.1	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9994	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9994	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9994	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9994	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9994	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9994	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9994	10.9			62	6

6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9994	10.9	62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	0.2	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9990	5.7	64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	0.2	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9990	5.7	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	1.2	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9907	10.4	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	1.2	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9907	10.4	64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	0.2	10.0	-10.0	1.0000	26.6	1.0000	30.0	64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	0.2	10.0	-10.0	1.0000	26.6	1.0000	30.0	64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.0	-1.5	7.8	-7.0	1.0200	15.8	0.9957	25.0	64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.0	-1.5	7.8	-7.0	1.0200	15.8	0.9957	25.0	64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.0	-3.3	8.0	-8.0	1.0200	25.7	0.9918	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.0	-3.3	8.0	-8.0	1.0200	25.7	0.9918	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.9	4.9	-4.9	1.0200	9.4	0.9953	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.9	4.9	-4.9	1.0200	9.4	0.9953	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	1.2	3.2	-3.6	1.0200	6.2	0.9803	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	1.2	3.2	-3.6	1.0200	6.2	0.9803	7.5	64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0231	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0231	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9503	5.4	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0111	5.3	0.8851	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0111	5.3	0.8851	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9503	5.0	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9633	2.8	0.9040	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9633	2.8	0.9040	3.0	63	6
SUBSYSTEM TOTALS				1162.1	67.4	619.5	-445.2				1512.8		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:14
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 4

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	2.0	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9936	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	9.4	11.0	0.0	1.0100	21.9	0.9052	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	20.0	12.3	15.0	0.0	1.0100	23.2	0.8512	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	3.1	8.0	0.0	1.0100	17.1	0.9840	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9936	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.0	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9950	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.0	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9950	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				105.0	30.0	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:14
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 4

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0278	236.39	6008	LSA230	230.00	6	1.0001	230.02
6011	MDN230	230.00	6	1.0134	233.07	6014	PRO230	230.00	6	1.0260	235.97
6096	FOR230	230.00	6	1.0118	232.72	6100	BAY230	230.00	6	1.0088	232.02
6178	EST230	230.00	6	1.0127	232.92	6179	GUA230	230.00	6	1.0127	232.92
6182	VEL230	230.00	6	1.0122	232.81	6260	CHA 230	230.00	6	1.0176	234.04
6263	ESP230	230.00	6	1.0166	233.81	6330	BAI230	230.00	6	1.0259	235.97
6340	CAN 230	230.00	6	1.0118	232.72	6360	GLA230	230.00	6	1.0168	233.87
6363	ZAM230	230.00	6	1.0223	235.12	6366	EVA230	230.00	6	1.0252	235.80
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0205	234.71	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0184	234.22
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0319	237.34						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9867	226.94	6003	PANII230	230.00	6	0.9909	227.91
6005	CHO230	230.00	6	0.9914	228.01	6103	COP23O	230.00	6	0.9939	228.59
6105	PAM230	230.00	6	0.9915	228.05	6171	PAC230	230.00	6	0.9996	229.90
6240	LGU 230	230.00	6	0.9924	228.25	6590	24DIC230	230.00	6	0.9950	228.84

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:14
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 4

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0036	115.41	6004	PANII115	115.00	6	1.0059	115.68
6009	LSA115	115.00	6	1.0104	116.20	6012	MDN115	115.00	6	1.0183	117.11
6015	PRO115	115.00	6	1.0242	117.79	6018	CAC115	115.00	6	1.0035	115.40
6036	SMA115	115.00	6	1.0018	115.21	6055	MOS115B	115.00	6	1.0005	115.06
6057	TOC115	115.00	6	1.0041	115.47	6059	LM1115	115.00	6	1.0033	115.38
6060	LM2115	115.00	6	1.0034	115.39	6066	FFIELD	115.00	6	1.0031	115.35
6074	LMDIST	115.00	6	1.0033	115.38	6087	CAL115	115.00	6	1.0244	117.80
6088	LES115	115.00	6	1.0269	118.09	6092	LVA115	115.00	6	1.0244	117.80
6123	MIR115	115.00	7	1.0164	116.88	6170	CPA115	115.00	6	1.0046	115.53
6173	STR115	115.00	6	1.0032	115.37	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0044	115.51
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0044	115.51	6210	TIN115	115.00	6	1.0002	115.03
6211	PM115-9	115.00	6	1.0005	115.06	6261	CHA 115	115.00	6	1.0139	116.60
6270	CAT 115	115.00	6	1.0035	115.40	6280	GIR 115	115.00	6	1.0050	115.57
6290	CATII 11	115.00	6	1.0033	115.38	6331	BAI115	115.00	6	1.0105	116.21
6332	BAM115	115.00	6	1.0116	116.34	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0242	117.79

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9705	111.61	6019	CVI115A	115.00	6	0.9986	114.84
6024	CHI115	115.00	6	0.9942	114.34	6027	LOC115A	115.00	6	0.9973	114.69
6032	MAR115A	115.00	6	0.9952	114.45	6040	SFR115	115.00	6	0.9953	114.46
6047	CLA115	115.00	6	0.9891	113.75	6230	CBA115	115.00	6	0.9964	114.58
6350	PM115-8	115.00	6	0.9996	114.95	6580	LBO115	115.00	6	0.9983	114.80

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 11:07
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 4
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X--- FROM BUS				X--- TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	47.9	50.0	95.8	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	47.9	50.0	95.8	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	57.3	60.0	95.5	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	57.3	60.0	95.5	--	--	--	--
6092	LVA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	53.2	54.0	98.5	--	--	--	--
6210	TIN115	115.00*	6	3WNDTR	TIN T1	WND 2	6	T1	40.6	42.0	96.8	--	--	--	--

---

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 11:07
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 4
OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X--- FROM BUS				X--- TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT

* NONE *

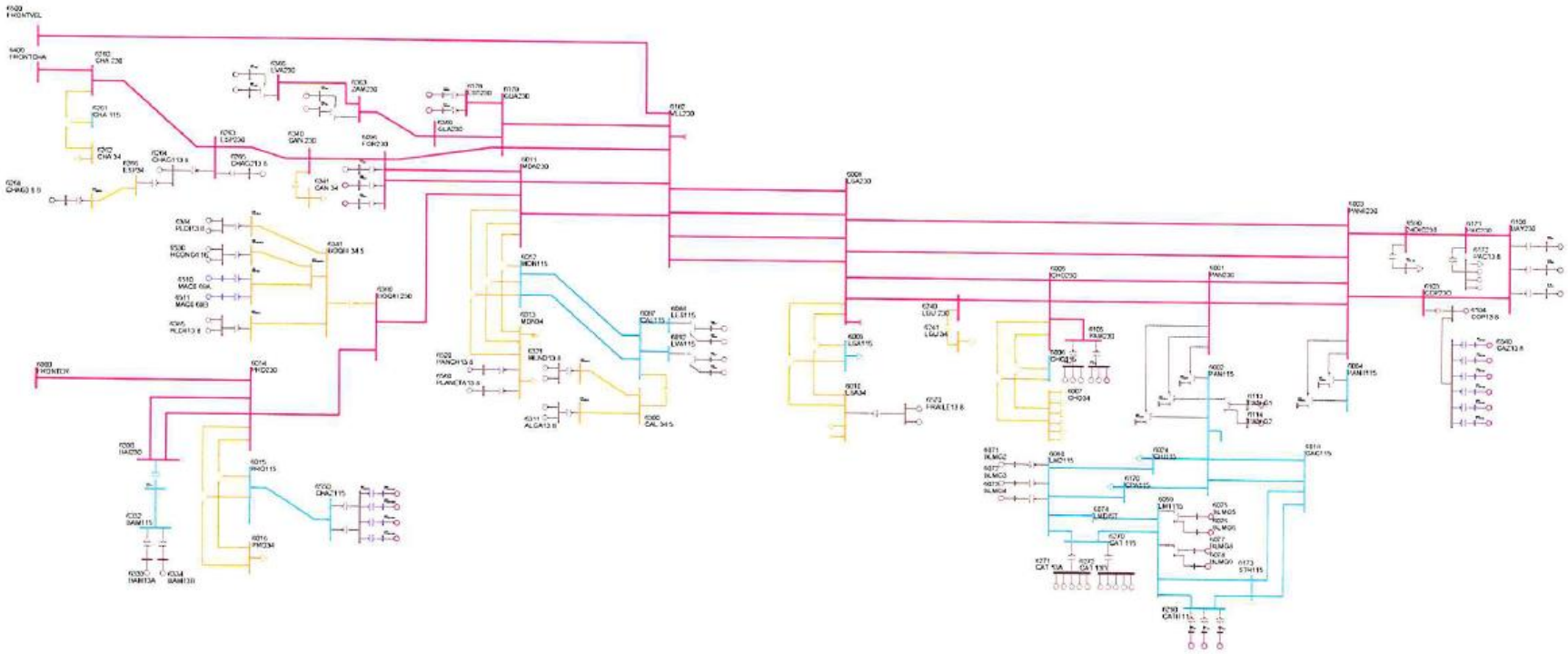
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 11:08
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 4

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

	FROM GENE-	TO LOAD AT AREA	TO BUS	TO GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	1145.6	1130.4	0.0	0.0	0.0	0.0	27.2	-12.1	-12.1	-12.0

GUATEMAL	223.1	342.4	-69.3	0.0	0.0	296.2	294.3	-48.1	-48.1	
2	890.5	875.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.5	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	77.8	270.5	-148.4	0.0	0.0	246.2	172.2	29.6	29.6	
3	961.7	938.5	0.0	0.0	0.0	0.0	23.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	319.6	317.1	-26.9	0.0	0.0	349.7	311.5	67.6	67.6	
4	427.0	408.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.9	0.1	0.1	0.0
NICARAGU	35.2	160.0	-25.6	0.0	0.0	174.4	153.4	-78.3	-78.3	
5	1174.8	1157.2	0.0	0.0	0.0	0.0	17.9	-0.3	-0.3	0.0
C.RICA	128.7	457.9	-234.1	0.0	0.0	441.9	289.6	57.2	57.2	
6	1162.1	1172.7	0.0	0.0	0.0	0.0	37.1	-47.7	-47.7	-48.0
PANAMA	67.4	205.4	-130.6	0.0	0.0	420.4	463.8	-50.9	-50.9	
7	105.0	41.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	59.9	59.9	60.0
ACANAL	30.0	7.3	-15.8	0.0	0.0	0.0	15.6	22.8	22.8	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	5866.6	5723.4	0.0	0.0	0.0	0.0	143.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	881.8	1760.6	-650.6	0.0	0.0	1928.7	1700.5	0.0	0.0	

Contingencia 5: Mata de Nance - Veladero (230-5B)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:18
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 5

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0036	37.9	1.0000	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0036	37.9	1.0000	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0039	37.9	1.0000	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.3	12.0	-5.0	1.0100	22.4	0.9896	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.3	12.0	-5.0	1.0100	22.4	0.9896	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.5	12.0	-5.0	1.0100	26.0	0.9911	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.5	12.0	-5.0	1.0100	26.0	0.9911	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	62.0	-22.4	50.0	-50.0	0.9850	66.9	0.9403	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	67.4	12.5	30.0	-25.0	1.0000	68.6	0.9832	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	66.9	4.6	30.0	-25.0	0.9900	67.8	0.9976	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9824	17.9	0.8590	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9824	17.9	0.8590	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9824	17.9	0.8590	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9653	18.2	0.8590	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9653	18.2	0.8590	20.7			63	6
6110	BAYG3	13.800	B3	66.9	-5.6	67.0	-25.0	0.9900	67.8	0.9966	100.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9812	19.6	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9812	19.6	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9812	19.6	0.8832	21.7			61	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-5.1	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9987	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-1.8	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9998	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.7	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.0	0.8712	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9965	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9965	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9965	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9965	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9967	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9967	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9967	10.9			62	6

6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9967	10.9	62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	0.2	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9990	5.7	64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	0.2	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9990	5.7	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	1.2	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9912	10.4	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	1.2	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9912	10.4	64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	0.2	10.0	-10.0	1.0000	26.6	1.0000	30.0	64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	0.2	10.0	-10.0	1.0000	26.6	1.0000	30.0	64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.0	-2.3	7.8	-7.0	1.0200	15.9	0.9896	25.0	64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.0	-2.3	7.8	-7.0	1.0200	15.9	0.9896	25.0	64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.0	-4.1	8.0	-8.0	1.0200	25.8	0.9876	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.0	-4.1	8.0	-8.0	1.0200	25.8	0.9876	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.9	4.9	-4.9	1.0200	9.4	0.9960	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.9	4.9	-4.9	1.0200	9.4	0.9960	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	1.2	3.2	-3.6	1.0200	6.2	0.9823	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	1.2	3.2	-3.6	1.0200	6.2	0.9823	7.5	64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0234	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0234	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9508	5.4	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0114	5.3	0.8851	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0114	5.3	0.8851	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9508	5.0	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9744	2.8	0.9040	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9744	2.8	0.9040	3.0	63	6
SUBSYSTEM TOTALS				1161.5	47.6	619.5	-445.2				1512.8		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:18
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 5

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	1.4	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9968	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.9	11.0	0.0	1.0100	21.7	0.9140	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	20.0	11.7	15.0	0.0	1.0100	22.9	0.8634	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	2.3	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9906	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.0	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9951	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.9	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9960	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	0.9	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9960	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				105.0	27.1	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:18
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 5

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0287	236.60	6008	LSA230	230.00	6	1.0112	232.58
6011	MDN230	230.00	6	1.0141	233.24	6014	PRO230	230.00	6	1.0268	236.17
6096	FOR230	230.00	6	1.0124	232.86	6100	BAY230	230.00	6	1.0125	232.87
6171	PAC230	230.00	6	1.0052	231.20	6178	EST230	230.00	6	1.0141	233.24
6179	GUA230	230.00	6	1.0141	233.24	6182	VEL230	230.00	6	1.0187	234.30
6240	LGU 230	230.00	6	1.0023	230.52	6260	CHA 230	230.00	6	1.0178	234.09
6263	ESP230	230.00	6	1.0168	233.87	6330	BAI230	230.00	6	1.0268	236.16
6340	CAN 230	230.00	6	1.0124	232.84	6360	GLA230	230.00	6	1.0181	234.16
6363	ZAM230	230.00	6	1.0234	235.39	6366	EVA230	230.00	6	1.0263	236.05
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0213	234.89	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0186	234.27
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0335	237.70	6590	24DIC230	230.00	6	1.0010	230.22

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9932	228.45	6003	PANII230	230.00	6	0.9973	229.38
6005	CHO230	230.00	6	0.9991	229.79	6103	COP23O	230.00	6	0.9999	229.97
6105	PAM230	230.00	6	0.9992	229.82						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:18

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 5

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0097	116.11	6004	PANII115	115.00	6	1.0125	116.43
6009	LSA115	115.00	6	1.0220	117.53	6012	MDN115	115.00	6	1.0189	117.17
6015	PRO115	115.00	6	1.0251	117.89	6018	CAC115	115.00	6	1.0095	116.10
6019	CVI115A	115.00	6	1.0051	115.59	6027	LOC115A	115.00	6	1.0036	115.41
6032	MAR115A	115.00	6	1.0014	115.17	6036	SMA115	115.00	6	1.0080	115.91
6040	SFR115	115.00	6	1.0016	115.18	6055	MOS115B	115.00	6	1.0066	115.76
6057	TOC115	115.00	6	1.0106	116.22	6059	LM1115	115.00	6	1.0070	115.81
6060	LM2115	115.00	6	1.0071	115.82	6066	FFIELD	115.00	6	1.0068	115.78
6074	LMDIST	115.00	6	1.0070	115.81	6087	CAL115	115.00	6	1.0247	117.84
6088	LES115	115.00	6	1.0272	118.12	6092	LVA115	115.00	6	1.0247	117.84
6123	MIR115	115.00	7	1.0216	117.48	6170	CPA115	115.00	6	1.0081	115.93
6173	STR115	115.00	6	1.0072	115.83	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0093	116.07
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0093	116.07	6210	TIN115	115.00	6	1.0064	115.73
6211	PM115-9	115.00	6	1.0066	115.76	6230	CBA115	115.00	6	1.0026	115.30
6261	CHA 115	115.00	6	1.0141	116.62	6270	CAT 115	115.00	6	1.0072	115.83
6280	GIR 115	115.00	6	1.0083	115.96	6290	CATII 11	115.00	6	1.0071	115.81
6331	BAI115	115.00	6	1.0112	116.28	6332	BAM115	115.00	6	1.0121	116.39
6350	PM115-8	115.00	6	1.0057	115.66	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0251	117.89
6580	LBO115	115.00	6	1.0048	115.55						

```
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:
   BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
   6006 CHO115      115.00    6 0.9785 112.53      6024 CHI115      115.00    6 0.9994 114.93
   6047 CLA115      115.00    6 0.9944 114.35

------------------------------------------------------------------------------
      PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, APR 13 2011  11:09
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 5
                        OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    47.9    50.0    95.7    --      --      --      --
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 1     6  T2    47.9    50.0    95.7    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 2     6  T1    57.3    60.0    95.5    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 2     6  T2    57.3    60.0    95.5    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.2    54.0    98.6    --      --      --      --
   6210 TIN115      115.00*    6 3WNDTR TIN T1       WND 2     6  T1    40.6    42.0    96.7    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------
      PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, APR 13 2011  11:09
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 5
                        OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                * NONE *
```

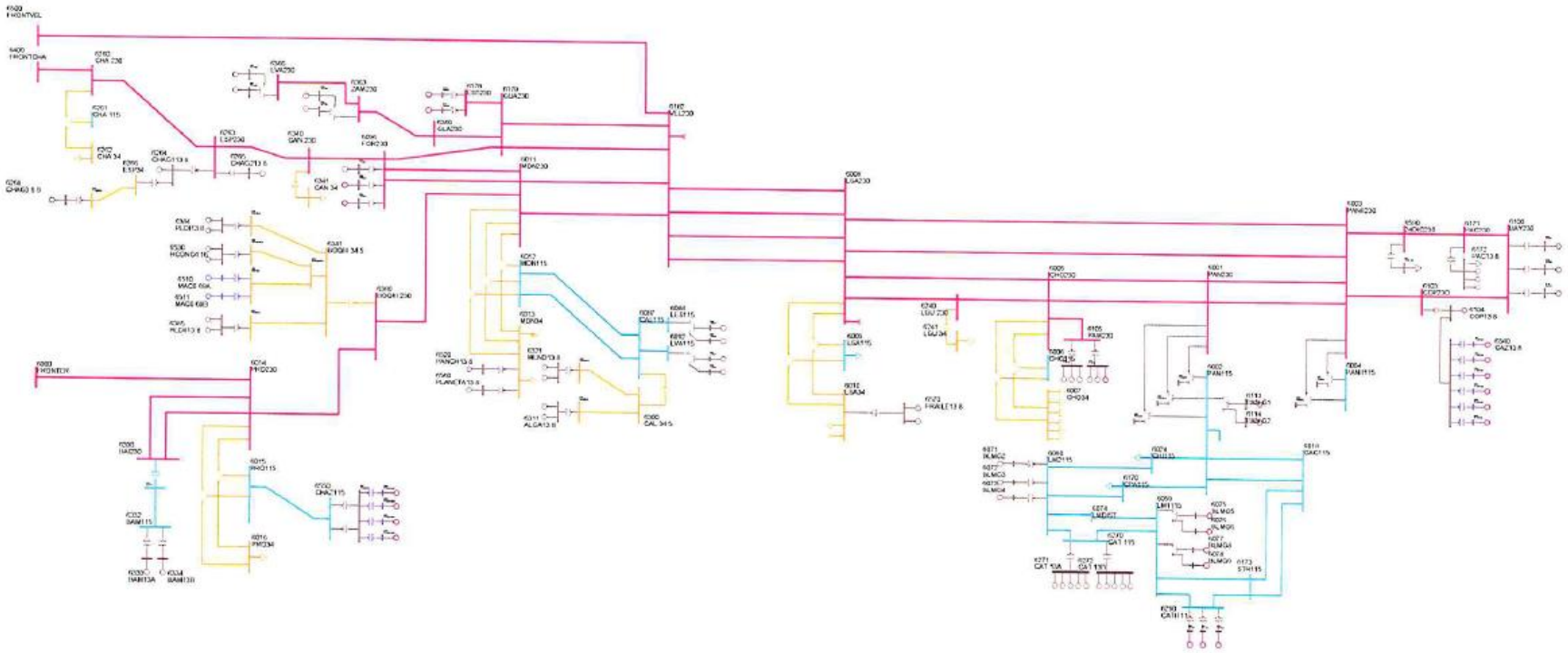
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 11:09

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 5

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1145.6	1130.4	0.0	0.0	0.0	0.0	27.2	-12.1	-12.1	-12.0
GUATEMAL	223.1	342.4	-69.3	0.0	0.0	296.2	294.3	-48.1	-48.1	
2	890.5	875.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.5	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	77.8	270.5	-148.4	0.0	0.0	246.2	172.2	29.6	29.6	
3	961.7	938.5	0.0	0.0	0.0	0.0	23.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	319.6	317.1	-26.9	0.0	0.0	349.7	311.5	67.6	67.6	
4	427.0	408.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.9	0.1	0.1	0.0
NICARAGU	35.2	160.0	-25.6	0.0	0.0	174.4	153.4	-78.3	-78.3	
5	1174.8	1157.2	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	-0.4	-0.4	0.0
C.RICA	127.7	457.9	-234.1	0.0	0.0	442.1	290.4	55.6	55.6	
6	1161.5	1172.7	0.0	0.0	0.0	0.0	36.4	-47.6	-47.6	-48.0
PANAMA	47.6	205.4	-132.4	0.0	0.0	432.3	453.6	-46.8	-46.8	
7	105.0	41.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	60.0	60.0	60.0
ACANAL	27.1	7.3	-15.8	0.0	0.0	0.0	15.3	20.3	20.3	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	5866.0	5723.4	0.0	0.0	0.0	0.0	142.6	0.0	0.0	0.0
TOTALS	858.1	1760.6	-652.5	0.0	0.0	1940.9	1690.8	0.0	0.0	

Contingencia 6: Boquerón III - Mata de Nance (230-9A)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:19
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 6

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0039	37.9	1.0000	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0039	37.9	1.0000	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0043	37.8	1.0000	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.4	12.0	-5.0	1.0100	22.5	0.9887	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.4	12.0	-5.0	1.0100	22.5	0.9887	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.3	12.0	-5.0	1.0100	26.0	0.9919	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.3	12.0	-5.0	1.0100	26.0	0.9919	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	62.0	-22.6	50.0	-50.0	0.9850	67.0	0.9397	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	67.0	12.2	30.0	-25.0	1.0000	68.2	0.9838	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	66.9	4.4	30.0	-25.0	0.9900	67.7	0.9979	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9830	17.9	0.8590	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9830	17.9	0.8590	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9830	17.9	0.8590	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9660	18.2	0.8590	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9660	18.2	0.8590	20.7			63	6
6110	BAYG3	13.800	B3	66.9	-5.9	67.0	-25.0	0.9900	67.9	0.9962	100.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9817	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9817	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9817	19.5	0.8832	21.7			61	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-5.0	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9987	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-1.7	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9999	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.7	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.0	0.8712	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9994	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9994	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9994	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9994	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9994	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9994	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9994	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9994	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9994	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9994	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9961	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9961	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9961	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9961	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6

6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9963	10.9		62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	0.2	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9989	5.7		64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	0.2	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9989	5.7		64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	1.3	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9902	10.4		64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	1.3	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9902	10.4		64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	-1.2	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9990	30.0		64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	-1.2	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9990	30.0		64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.0	-2.8	7.8	-7.0	1.0200	15.9	0.9846	25.0		64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.0	-2.8	7.8	-7.0	1.0200	15.9	0.9846	25.0		64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.0	-4.6	8.0	-8.0	1.0200	25.9	0.9846	33.0		64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.0	-4.6	8.0	-8.0	1.0200	25.9	0.9846	33.0		64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.8	4.9	-4.9	1.0200	9.3	0.9965	12.5		64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.8	4.9	-4.9	1.0200	9.3	0.9965	12.5		64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-0.5	3.2	-3.6	1.0200	6.1	0.9970	7.5		64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	-0.5	3.2	-3.6	1.0200	6.1	0.9970	7.5		64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0296	1.6	0.9985	2.1		64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0296	1.6	0.9985	2.1		64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9500	5.4	0.9216	6.2		64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0177	5.3	0.8851	5.6		64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0177	5.3	0.8851	5.6		64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9500	5.0	0.9058	4.9		64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9754	2.8	0.9040	3.0		63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9754	2.8	0.9040	3.0		63	6
SUBSYSTEM TOTALS				1161.1	35.8	619.5	-445.2				1512.8			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:19
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 6

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	1.4	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9971	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.8	11.0	0.0	1.0100	21.6	0.9148	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	20.0	11.6	15.0	0.0	1.0100	22.9	0.8645	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	2.3	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9911	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.0	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9952	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.9	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9961	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	0.9	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9961	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				105.0	26.9	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:19

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 6

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0418	239.61	6008	LSA230	230.00	6	1.0122	232.81
6011	MDN230	230.00	6	1.0128	232.95	6014	PRO230	230.00	6	1.0414	239.53
6096	FOR230	230.00	6	1.0126	232.89	6100	BAY230	230.00	6	1.0128	232.95
6103	COP23O	230.00	6	1.0004	230.09	6171	PAC230	230.00	6	1.0057	231.31
6178	EST230	230.00	6	1.0149	233.44	6179	GUA230	230.00	6	1.0149	233.44
6182	VEL230	230.00	6	1.0199	234.58	6240	LGU 230	230.00	6	1.0032	230.73
6260	CHA 230	230.00	6	1.0179	234.12	6263	ESP230	230.00	6	1.0166	233.82
6330	BAI230	230.00	6	1.0411	239.45	6340	CAN 230	230.00	6	1.0120	232.76
6360	GLA230	230.00	6	1.0189	234.34	6363	ZAM230	230.00	6	1.0241	235.55
6366	EVA230	230.00	6	1.0270	236.20	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0407	239.37
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0188	234.33	6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0409	239.41
6590	24DIC230	230.00	6	1.0015	230.35						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9938	228.58	6003	PANII230	230.00	6	0.9979	229.51
6005	CHO230	230.00	6	0.9998	229.95	6105	PAM230	230.00	6	0.9999	229.99

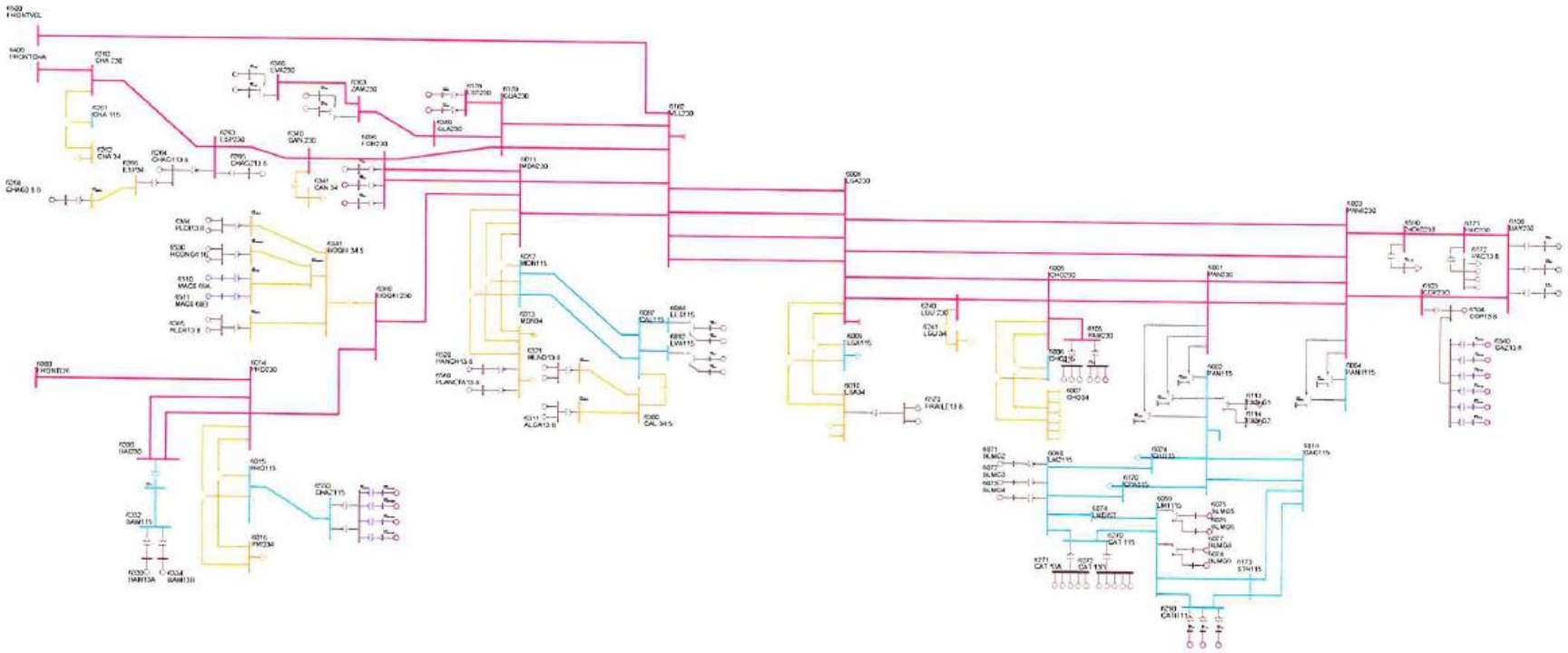
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:19
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 6

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0103	116.18	6004	PANII115	115.00	6	1.0131	116.50
6009	LSA115	115.00	6	1.0231	117.66	6012	MDN115	115.00	6	1.0179	117.06
6015	PRO115	115.00	6	1.0397	119.57	6018	CAC115	115.00	6	1.0101	116.16
6019	CVI115A	115.00	6	1.0057	115.65	6027	LOC115A	115.00	6	1.0041	115.48
6032	MAR115A	115.00	6	1.0020	115.23	6036	SMA115	115.00	6	1.0085	115.98
6040	SFR115	115.00	6	1.0022	115.25	6055	MOS115B	115.00	6	1.0072	115.83
6057	TOC115	115.00	6	1.0113	116.29	6059	LM1115	115.00	6	1.0074	115.85
6060	LM2115	115.00	6	1.0074	115.86	6066	FFIELD	115.00	6	1.0072	115.82
6074	LMDIST	115.00	6	1.0074	115.85	6087	CAL115	115.00	6	1.0241	117.78
6088	LES115	115.00	6	1.0267	118.07	6092	LVA115	115.00	6	1.0242	117.78
6123	MIR115	115.00	7	1.0221	117.54	6170	CPA115	115.00	6	1.0085	115.97
6173	STR115	115.00	6	1.0076	115.88	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0098	116.12
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0098	116.12	6210	TIN115	115.00	6	1.0069	115.80

```
   6211 PM115-9     115.00    6 1.0072 115.83      6230 CBA115      115.00    6 1.0032 115.37
   6261 CHA 115     115.00    6 1.0142 116.64      6270 CAT 115     115.00    6 1.0076 115.87
   6280 GIR 115     115.00    6 1.0087 115.99      6290 CATII 11    115.00    6 1.0074 115.85
   6331 BAI115      115.00    6 1.0220 117.54      6332 BAM115      115.00    6 1.0204 117.35
   6350 PM115-8     115.00    6 1.0063 115.72      6550 CHAZ115     115.00    6 1.0397 119.57
   6580 LBO115      115.00    6 1.0054 115.62


 BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:
   BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
   6006 CHO115      115.00    6 0.9793 112.62      6024 CHI115      115.00    6 0.9999 114.99
   6047 CLA115      115.00    6 0.9948 114.41

------------------------------------------------------------------------------
      PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, APR 13 2011  14:09
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 6
                        OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    47.8    50.0    95.7    --      --      --      --
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 1     6  T2    47.8    50.0    95.7    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 2     6  T1    57.3    60.0    95.5    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 2     6  T2    57.3    60.0    95.5    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.2    54.0    98.4    --      --      --      --
   6210 TIN115      115.00*    6 3WNDTR TIN T1       WND 2     6  T1    40.6    42.0    96.7    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------
      PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, APR 13 2011  14:09
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 6
                        OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
                               * NONE *
```

Contingencia 15: Las Minas 2 – Chilibre (115-3B)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:29
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 15

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0035	37.9	1.0000	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0035	37.9	1.0000	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0039	37.9	1.0000	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	2.6	12.0	-5.0	1.0100	22.4	0.9931	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	2.6	12.0	-5.0	1.0100	22.4	0.9931	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-4.2	12.0	-5.0	1.0100	26.1	0.9874	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-4.2	12.0	-5.0	1.0100	26.1	0.9874	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	62.0	-26.1	50.0	-50.0	0.9850	68.3	0.9214	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	67.3	12.8	30.0	-25.0	1.0000	68.5	0.9823	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	66.9	5.0	30.0	-25.0	0.9900	67.8	0.9972	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9821	17.9	0.8590	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9821	17.9	0.8590	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9821	17.9	0.8590	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9650	18.2	0.8590	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.1	9.0	9.0	0.0	0.9650	18.2	0.8590	20.7			63	6
6110	BAYG3	13.800	B3	66.9	-5.2	67.0	-25.0	0.9900	67.8	0.9970	100.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9806	19.6	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9806	19.6	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9806	19.6	0.8832	21.7			61	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-6.3	52.4	-48.9	1.0000	99.8	0.9980	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-3.0	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9995	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.7	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.0	0.8712	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	-0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9974	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9974	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9974	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9974	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9975	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9975	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9975	10.9			62	6

6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9975	10.9		62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	0.2	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9994	5.7		64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	0.2	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9994	5.7		64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	0.9	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9948	10.4		64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	0.9	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9948	10.4		64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	-0.2	10.0	-10.0	1.0000	26.6	1.0000	30.0		64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	-0.2	10.0	-10.0	1.0000	26.6	1.0000	30.0		64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.0	-4.5	7.8	-7.0	1.0200	16.3	0.9624	25.0		64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.0	-4.5	7.8	-7.0	1.0200	16.3	0.9624	25.0		64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.0	-6.2	8.0	-8.0	1.0200	26.2	0.9726	33.0		64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.0	-6.2	8.0	-8.0	1.0200	26.2	0.9726	33.0		64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.5	4.9	-4.9	1.0200	9.3	0.9986	12.5		64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.5	4.9	-4.9	1.0200	9.3	0.9986	12.5		64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.8	3.2	-3.6	1.0200	6.1	0.9914	7.5		64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.8	3.2	-3.6	1.0200	6.1	0.9914	7.5		64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0247	1.6	0.9985	2.1		64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0247	1.6	0.9985	2.1		64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9542	5.4	0.9216	6.2		64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0128	5.3	0.8851	5.6		64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0128	5.3	0.8851	5.6		64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9542	4.9	0.9058	4.9		64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9765	2.8	0.9040	3.0		63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9765	2.8	0.9040	3.0		63	6
SUBSYSTEM TOTALS				1161.4	29.3	619.5	-445.2				1512.8			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:29
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 15

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	1.6	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9958	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	9.1	11.0	0.0	1.0100	21.7	0.9110	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	20.0	11.9	15.0	0.0	1.0100	23.0	0.8592	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	2.6	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9885	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.0	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9950	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.9	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9959	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	0.9	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9959	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				105.0	28.0	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:29
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 15

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0326	237.49	6008	LSA230	230.00	6	1.0133	233.05
6011	MDN230	230.00	6	1.0190	234.38	6014	PRO230	230.00	6	1.0308	237.08
6096	FOR230	230.00	6	1.0166	233.81	6100	BAY230	230.00	6	1.0120	232.76
6171	PAC230	230.00	6	1.0045	231.03	6178	EST230	230.00	6	1.0177	234.08
6179	GUA230	230.00	6	1.0177	234.08	6182	VEL230	230.00	6	1.0225	235.18
6240	LGU 230	230.00	6	1.0033	230.77	6260	CHA 230	230.00	6	1.0192	234.42
6263	ESP230	230.00	6	1.0184	234.23	6330	BAI230	230.00	6	1.0307	237.05
6340	CAN 230	230.00	6	1.0157	233.61	6360	GLA230	230.00	6	1.0215	234.94
6363	ZAM230	230.00	6	1.0264	236.08	6366	EVA230	230.00	6	1.0291	236.70
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0255	235.87	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0199	234.59
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0374	238.61	6590	24DIC230	230.00	6	1.0002	230.05

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9923	228.22	6003	PANII230	230.00	6	0.9965	229.19
6005	CHO230	230.00	6	0.9987	229.71	6103	COP23O	230.00	6	0.9991	229.80
6105	PAM230	230.00	6	0.9989	229.75						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 9:29
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 15

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0079	115.90	6004	PANII115	115.00	6	1.0113	116.31
6009	LSA115	115.00	6	1.0242	117.78	6012	MDN115	115.00	6	1.0226	117.60
6015	PRO115	115.00	6	1.0291	118.34	6018	CAC115	115.00	6	1.0077	115.89
6019	CVI115A	115.00	6	1.0038	115.43	6027	LOC115A	115.00	6	1.0018	115.20
6036	SMA115	115.00	6	1.0061	115.70	6055	MOS115B	115.00	6	1.0048	115.55
6057	TOC115	115.00	6	1.0095	116.10	6059	LM1115	115.00	6	1.0069	115.80
6060	LM2115	115.00	6	1.0070	115.81	6066	FFIELD	115.00	6	1.0067	115.77
6074	LMDIST	115.00	6	1.0070	115.80	6087	CAL115	115.00	6	1.0270	118.10
6088	LES115	115.00	6	1.0292	118.36	6092	LVA115	115.00	6	1.0268	118.09
6123	MIR115	115.00	7	1.0200	117.30	6170	CPA115	115.00	6	1.0073	115.84
6173	STR115	115.00	6	1.0066	115.76	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0083	115.95
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0083	115.95	6210	TIN115	115.00	6	1.0045	115.52
6211	PM115-9	115.00	6	1.0048	115.55	6230	CBA115	115.00	6	1.0009	115.10
6261	CHA 115	115.00	6	1.0156	116.79	6270	CAT 115	115.00	6	1.0072	115.82
6280	GIR 115	115.00	6	1.0076	115.87	6290	CATII 11	115.00	6	1.0069	115.79
6331	BAI115	115.00	6	1.0141	116.62	6332	BAM115	115.00	6	1.0144	116.65
6350	PM115-8	115.00	6	1.0039	115.45	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0291	118.34
6580	LBO115	115.00	6	1.0034	115.40						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9782	112.49	6024	CHI115	115.00	6	0.9916	114.04
6032	MAR115A	115.00	6	0.9996	114.96	6040	SFR115	115.00	6	0.9999	114.99
6047	CLA115	115.00	6	0.9865	113.45						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 14:14
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 15
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X-- FROM BUS				X-- TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	47.9	50.0	95.7	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	47.9	50.0	95.7	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	57.3	60.0	95.5	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	57.3	60.0	95.5	--	--	--	--
6060	LM2115	115.00	6	6074	LMDIST	115.00*	6	26	100.8	90.6	111.2	--	--	--	--
6092	LVA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	53.5	54.0	99.1	--	--	--	--
6210	TIN115	115.00*	6	3WNDTR	TIN T1	WND 2	6	T1	40.6	42.0	96.7	--	--	--	--

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 14:14
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 15
OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

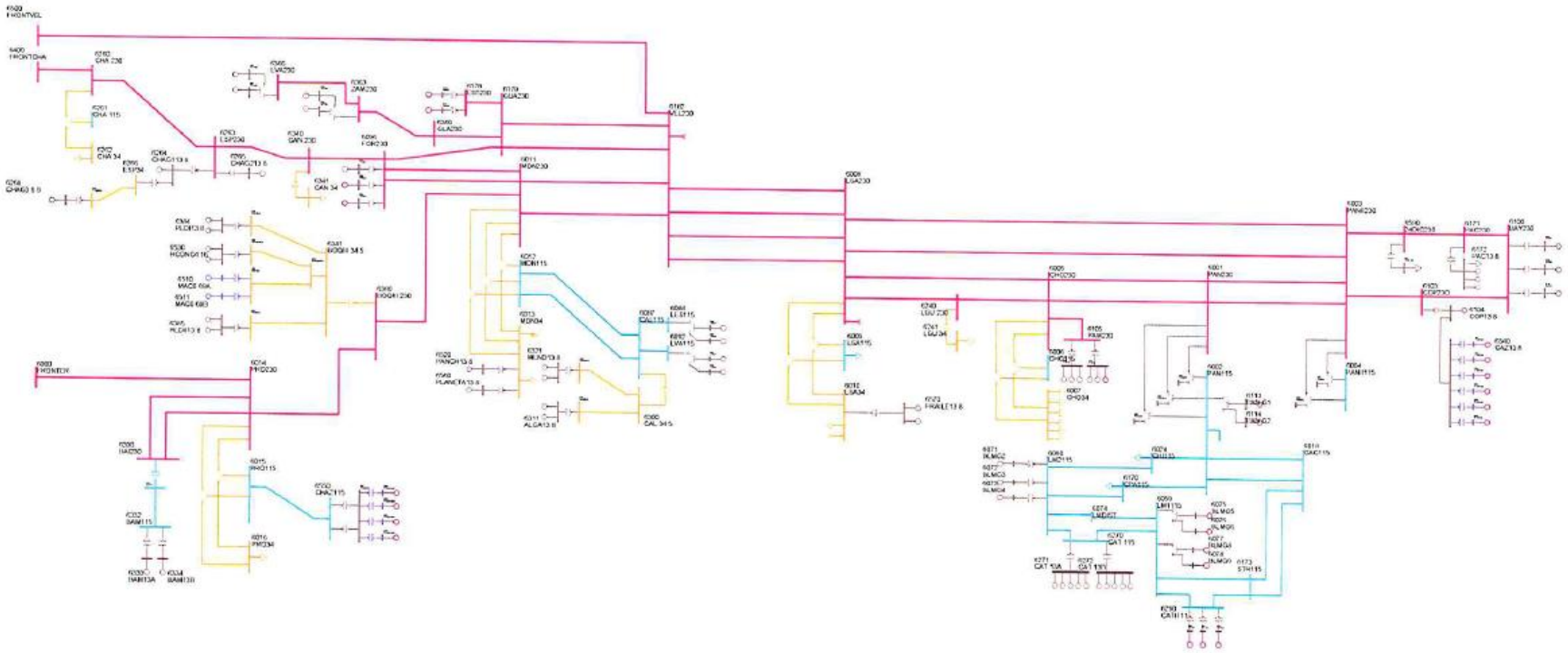
X-- FROM BUS				X-- TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 14:14
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 15 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1145.6	1130.4	0.0	0.0	0.0	0.0	27.2	-12.1	-12.1	-12.0
GUATEMAL	223.1	342.4	-69.3	0.0	0.0	296.2	294.3	-48.1	-48.1	
2	890.5	875.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.5	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	77.8	270.5	-148.4	0.0	0.0	246.2	172.2	29.6	29.6	
3	961.7	938.5	0.0	0.0	0.0	0.0	23.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	319.6	317.1	-26.9	0.0	0.0	349.7	311.5	67.6	67.6	
4	427.0	408.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.9	0.1	0.1	0.0
NICARAGU	35.1	160.0	-25.6	0.0	0.0	174.4	153.4	-78.4	-78.4	
5	1174.8	1157.2	0.0	0.0	0.0	0.0	17.9	-0.3	-0.3	0.0
C.RICA	123.5	457.9	-234.3	0.0	0.0	442.7	289.5	53.1	53.1	
6	1161.4	1172.7	0.0	0.0	0.0	0.0	36.5	-47.8	-47.8	-48.0
PANAMA	29.3	205.4	-131.7	0.0	0.0	449.6	450.1	-44.9	-44.9	
7	105.0	41.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	60.0	60.0	60.0
ACANAL	28.0	7.3	-15.8	0.0	0.0	0.0	15.5	21.0	21.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	5865.9	5723.4	0.0	0.0	0.0	0.0	142.5	0.0	0.0	0.0
TOTALS	836.5	1760.6	-652.0	0.0	0.0	1958.8	1686.5	0.0	0.0	

Contingencia 19: Chorrera – Pan Am (230-11)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 11:16
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 19

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	2.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9982	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	2.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9982	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9983	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.4	12.0	-5.0	1.0100	22.4	0.9889	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.4	12.0	-5.0	1.0100	22.4	0.9889	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0100	26.0	0.9917	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0100	26.0	0.9917	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	82.0	-20.2	50.0	-50.0	0.9850	85.7	0.9709	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	86.7	22.0	30.0	-25.0	1.0000	89.4	0.9692	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	86.7	14.2	30.0	-25.0	0.9900	88.7	0.9869	94.0			61	6
6110	BAYG3	13.800	B3	86.0	4.8	67.0	-25.0	0.9900	87.0	0.9984	100.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9670	19.8	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9670	19.8	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	17.0	9.0	9.0	-11.0	0.9670	19.8	0.8832	21.7			61	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-4.9	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9988	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-1.6	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9999	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.7	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.0	0.8712	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9981	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9981	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9981	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9981	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9981	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9981	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9981	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9981	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9981	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9981	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9993	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9993	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9993	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9993	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	0.3	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9993	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	0.3	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9993	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	0.3	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9993	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	0.3	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9993	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	0.2	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9990	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	0.2	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9990	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	1.2	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9905	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	1.2	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9905	10.4			64	6

6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	0.3	10.0	-10.0	1.0000	26.6	1.0000	30.0	64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	0.3	10.0	-10.0	1.0000	26.6	1.0000	30.0	64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.0	-1.4	7.8	-7.0	1.0200	15.7	0.9963	25.0	64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.0	-1.4	7.8	-7.0	1.0200	15.7	0.9963	25.0	64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.0	-3.2	8.0	-8.0	1.0200	25.7	0.9924	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.0	-3.2	8.0	-8.0	1.0200	25.7	0.9924	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.9	4.9	-4.9	1.0200	9.4	0.9952	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.9	4.9	-4.9	1.0200	9.4	0.9952	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	1.3	3.2	-3.6	1.0200	6.2	0.9798	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	1.3	3.2	-3.6	1.0200	6.2	0.9798	7.5	64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0231	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0231	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9502	5.4	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0111	5.3	0.8851	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0111	5.3	0.8851	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9502	5.0	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9599	2.8	0.9040	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9599	2.8	0.9040	3.0	63	6
SUBSYSTEM TOTALS				1164.1	59.6	574.5	-445.2				1409.4		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 11:16
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 19

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	3.1	8.0	0.0	1.0100	18.1	0.9852	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	10.3	11.0	0.0	1.0100	22.3	0.8888	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	20.2	13.4	15.0	0.0	1.0100	24.0	0.8324	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	4.4	8.0	0.0	1.0100	17.4	0.9683	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.4	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9907	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.2	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9930	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.2	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9930	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				105.2	35.0	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 11:16

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 19

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0276	236.35	6011	MDN230	230.00	6	1.0132	233.03
6014	PRO230	230.00	6	1.0258	235.94	6096	FOR230	230.00	6	1.0117	232.70
6100	BAY230	230.00	6	1.0026	230.60	6178	EST230	230.00	6	1.0125	232.88
6179	GUA230	230.00	6	1.0125	232.88	6182	VEL230	230.00	6	1.0120	232.76
6260	CHA 230	230.00	6	1.0175	234.03	6263	ESP230	230.00	6	1.0166	233.81
6330	BAI230	230.00	6	1.0258	235.93	6340	CAN 230	230.00	6	1.0118	232.71
6360	GLA230	230.00	6	1.0166	233.83	6363	ZAM230	230.00	6	1.0221	235.09
6366	EVA230	230.00	6	1.0251	235.76	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0203	234.68
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0183	234.22	6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0317	237.30

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9742	224.06	6003	PANII230	230.00	6	0.9795	225.28
6005	CHO230	230.00	6	0.9734	223.89	6008	LSA230	230.00	6	0.9966	229.22
6103	COP23O	230.00	6	0.9831	226.11	6171	PAC230	230.00	6	0.9894	227.56
6240	LGU 230	230.00	6	0.9824	225.94	6590	24DIC230	230.00	6	0.9841	226.35

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 11:16
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 19

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6009	LSA115	115.00	6	1.0067	115.77	6012	MDN115	115.00	6	1.0182	117.09
6015	PRO115	115.00	6	1.0241	117.77	6087	CAL115	115.00	6	1.0243	117.79
6088	LES115	115.00	6	1.0268	118.08	6092	LVA115	115.00	6	1.0243	117.79
6123	MIR115	115.00	7	1.0069	115.79	6261	CHA 115	115.00	6	1.0139	116.59
6331	BAI115	115.00	6	1.0104	116.20	6332	BAM115	115.00	6	1.0115	116.33
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0241	117.77						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

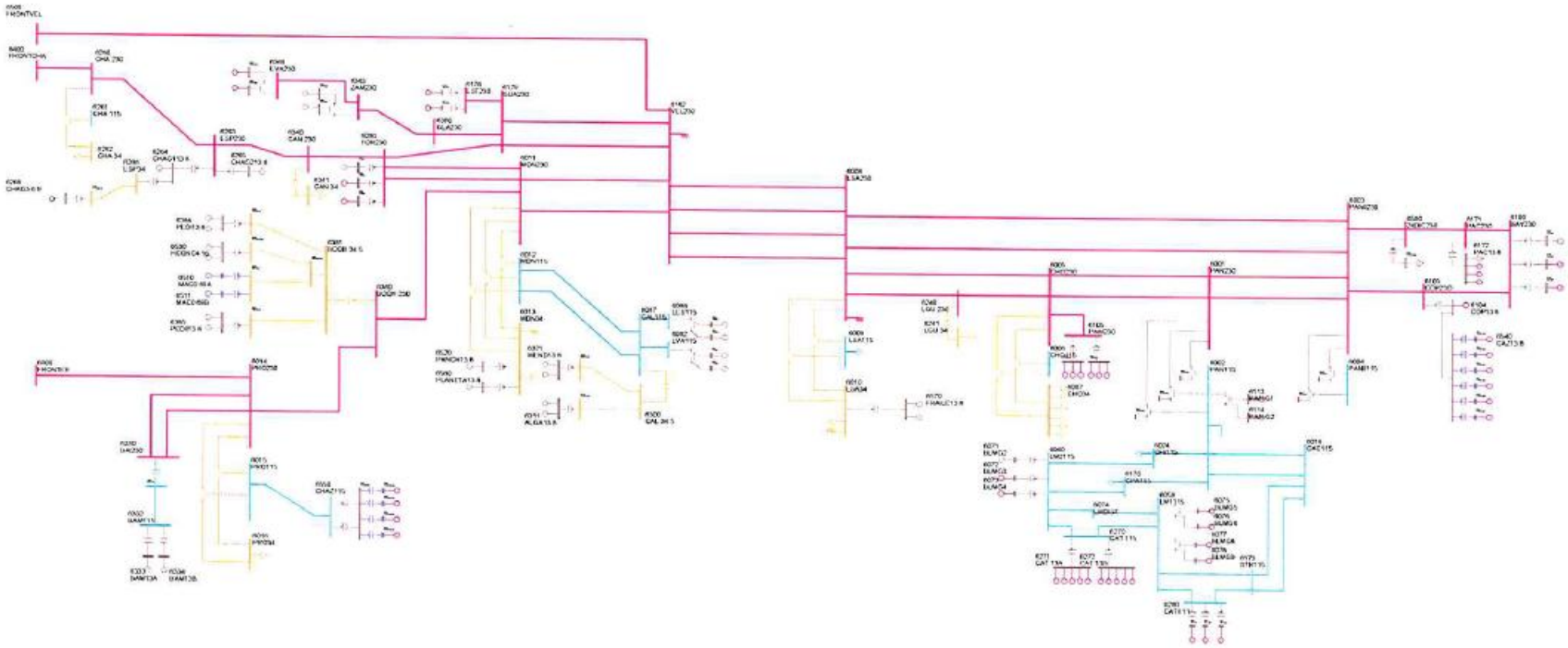
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9924	114.13	6004	PANII115	115.00	6	0.9943	114.34
6006	CHO115	115.00	6	0.9517	109.45	6018	CAC115	115.00	6	0.9924	114.12
6019	CVI115A	115.00	6	0.9869	113.49	6024	CHI115	115.00	6	0.9855	113.34
6027	LOC115A	115.00	6	0.9859	113.38	6032	MAR115A	115.00	6	0.9838	113.14
6036	SMA115	115.00	6	0.9906	113.92	6040	SFR115	115.00	6	0.9838	113.13
6047	CLA115	115.00	6	0.9804	112.74	6055	MOS115B	115.00	6	0.9893	113.77
6057	TOC115	115.00	6	0.9924	114.12	6059	LM1115	115.00	6	0.9984	114.82
6060	LM2115	115.00	6	0.9985	114.83	6066	FFIELD	115.00	6	0.9981	114.78
6074	LMDIST	115.00	6	0.9984	114.82	6170	CPA115	115.00	6	0.9992	114.91
6173	STR115	115.00	6	0.9976	114.72	6174	PM115-1A	115.00	6	0.9964	114.58
6175	PM115-2A	115.00	6	0.9964	114.58	6210	TIN115	115.00	6	0.9890	113.73
6211	PM115-9	115.00	6	0.9893	113.76	6230	CBA115	115.00	6	0.9849	113.27
6270	CAT 115	115.00	6	0.9986	114.84	6280	GIR 115	115.00	6	0.9999	114.99
6290	CATII 11	115.00	6	0.9983	114.80	6350	PM115-8	115.00	6	0.9883	113.66
6580	LBO115	115.00	6	0.9865	113.45						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, MAY 23 2011  11:16
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 19
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    48.0    50.0    96.1    --      --      --      --
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 1     6  T2    48.0    50.0    96.1    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 2     6  T1    57.3    60.0    95.5    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 2     6  T2    57.3    60.0    95.5    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.2    54.0    98.5    --      --      --      --
   6210 TIN115      115.00*    6 3WNDTR TIN T1       WND 2     6  T1    40.7    42.0    96.9    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, MAY 23 2011  11:16
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 19
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 11:16
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA CNT 19 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1145.6	1130.4	0.0	0.0	0.0	0.0	27.2	-12.0	-12.0	-12.0
GUATEMAL	222.7	342.4	-69.3	0.0	0.0	296.2	294.3	-48.5	-48.5	
2	890.5	875.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.5	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	75.5	270.5	-148.5	0.0	0.0	246.4	172.3	27.5	27.5	
3	961.6	938.5	0.0	0.0	0.0	0.0	23.1	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	313.2	317.1	-27.0	0.0	0.0	350.6	310.6	63.1	63.1	
4	415.4	409.8	0.0	0.0	0.0	0.0	5.8	-0.2	-0.2	0.0
NICARAGU	-23.7	160.6	-26.8	0.0	0.0	186.9	93.7	-64.4	-64.4	
5	1175.5	1157.2	0.0	0.0	0.0	0.0	17.9	0.4	0.4	0.0
C.RICA	121.0	457.9	-234.2	0.0	0.0	442.8	289.6	50.6	50.6	
6	1164.1	1172.7	0.0	0.0	0.0	0.0	39.7	-48.2	-48.2	-48.0
PANAMA	59.6	205.4	-127.4	0.0	0.0	439.8	476.8	-55.4	-55.4	
7	105.2	41.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	60.0	60.0	60.0
ACANAL	35.0	7.3	-15.7	0.0	0.0	0.0	16.4	27.1	27.1	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	5857.9	5725.2	0.0	0.0	0.0	0.0	132.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	803.3	1761.2	-648.8	0.0	0.0	1962.7	1653.7	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 10:03

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MINIMA

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	11.8	15.0	0.0	1.0000	39.8	0.9549	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	6.9	12.0	-5.0	1.0200	23.0	0.9560	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	6.9	12.0	-5.0	1.0200	23.0	0.9560	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	0.3	12.0	-5.0	1.0200	25.5	0.9999	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	0.3	12.0	-5.0	1.0200	25.5	0.9999	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	69.0	12.8	50.0	-50.0	1.0200	68.8	0.9831	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	43.6	20.7	30.0	-25.0	1.0000	48.3	0.9035	94.0			61	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-3.2	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9995	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	0.0	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	0.3	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9985	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	0.3	2.3	-2.3	1.0100	4.8	0.9985	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	1.5	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9853	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	1.5	4.2	-4.2	1.0100	8.9	0.9853	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.1	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9991	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.1	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9991	30.0			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.0	5.1	7.8	-7.0	1.0200	16.5	0.9530	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.0	5.1	7.8	-7.0	1.0200	16.5	0.9530	25.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.6	4.9	-4.9	1.0200	9.3	0.9977	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.6	4.9	-4.9	1.0200	9.3	0.9977	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	1.0	3.2	-3.6	1.0200	6.1	0.9879	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	1.0	3.2	-3.6	1.0200	6.1	0.9879	7.5			64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0242	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0242	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9201	5.6	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0200	4.7	0.9998	5.6			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0200	4.7	0.9998	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9201	5.1	0.9058	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9022	3.0	0.9040	3.0			63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9022	3.0	0.9040	3.0			63	6
SUBSYSTEM TOTALS				626.6	87.1	330.5	-272.2				818.3				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 10:03
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MINIMA

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	11.0	11.0	0.0	1.0026	22.8	0.8762	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	22.0	15.0	15.0	0.0	1.0048	26.5	0.8265	44.1			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.5	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9894	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9921	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9921	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				72.0	30.0	44.0	-18.0				112.5				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 10:03
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MINIMA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0179	234.11	6011	MDN230	230.00	6	1.0068	231.55
6014	PRO230	230.00	6	1.0169	233.89	6096	FOR230	230.00	6	1.0089	232.05
6178	EST230	230.00	6	1.0085	231.96	6179	GUA230	230.00	6	1.0085	231.96
6260	CHA 230	230.00	6	1.0152	233.49	6263	ESP230	230.00	6	1.0144	233.31
6330	BAI230	230.00	6	1.0171	233.93	6340	CAN 230	230.00	6	1.0089	232.04
6360	GLA230	230.00	6	1.0106	232.43	6363	ZAM230	230.00	6	1.0133	233.05
6366	EVA230	230.00	6	1.0133	233.05	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0132	233.03
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0157	233.60	6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0192	234.41

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9855	226.65	6003	PANII230	230.00	6	0.9882	227.29
6005	CHO230	230.00	6	0.9815	225.75	6008	LSA230	230.00	6	0.9834	226.18
6100	BAY230	230.00	6	0.9995	229.89	6103	COP23O	230.00	6	0.9904	227.80
6105	PAM230	230.00	6	0.9815	225.76	6171	PAC230	230.00	6	0.9914	228.03
6182	VEL230	230.00	6	0.9985	229.65	6240	LGU 230	230.00	6	0.9794	225.26
6590	24DIC230	230.00	6	0.9897	227.63						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 10:03
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MINIMA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6012	MDN115	115.00	6	1.0085	115.98	6015	PRO115	115.00	6	1.0151	116.73
6087	CAL115	115.00	6	1.0217	117.50	6088	LES115	115.00	6	1.0256	117.95
6092	LVA115	115.00	6	1.0223	117.56	6261	CHA 115	115.00	6	1.0115	116.32
6331	BAI115	115.00	6	1.0038	115.43	6332	BAM115	115.00	6	1.0065	115.74
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0151	116.73						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

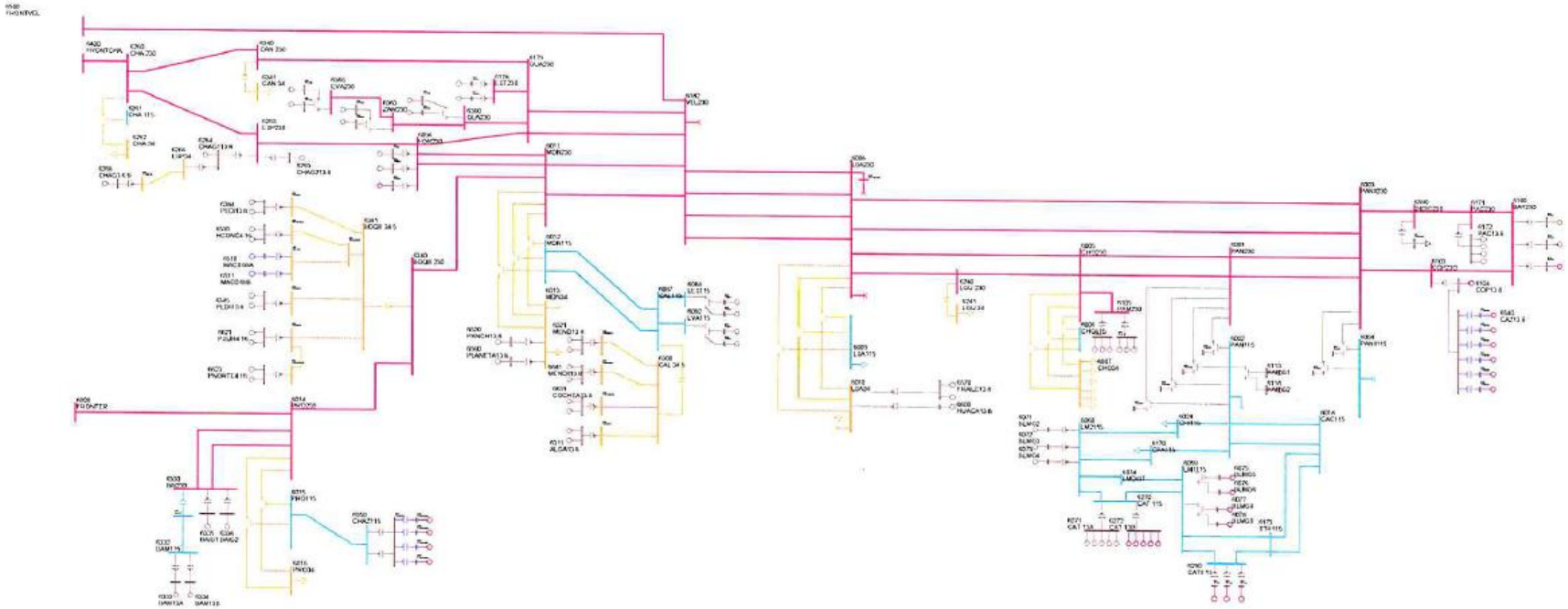
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9782	112.50	6004	PANII115	115.00	6	0.9758	112.21
6006	CHO115	115.00	6	0.9657	111.06	6009	LSA115	115.00	6	0.9790	112.59
6018	CAC115	115.00	6	0.9783	112.51	6019	CVI115A	115.00	6	0.9721	111.79
6024	CHI115	115.00	6	0.9717	111.74	6027	LOC115A	115.00	6	0.9741	112.03
6032	MAR115A	115.00	6	0.9729	111.89	6036	SMA115	115.00	6	0.9770	112.35
6040	SFR115	115.00	6	0.9725	111.84	6047	CLA115	115.00	6	0.9679	111.31
6055	MOS115B	115.00	6	0.9761	112.25	6057	TOC115	115.00	6	0.9747	112.09
6059	LM1115	115.00	6	0.9773	112.39	6060	LM2115	115.00	6	0.9774	112.40
6066	FFIELD	115.00	6	0.9742	112.03	6074	LMDIST	115.00	6	0.9773	112.39
6123	MIR115	115.00	7	0.9934	114.24	6170	CPA115	115.00	6	0.9771	112.37
6173	STR115	115.00	6	0.9777	112.43	6174	PM115-1A	115.00	6	0.9782	112.50
6175	PM115-2A	115.00	6	0.9782	112.50	6210	TIN115	115.00	6	0.9760	112.24
6211	PM115-9	115.00	6	0.9762	112.26	6230	CBA115	115.00	6	0.9734	111.94
6270	CAT 115	115.00	6	0.9773	112.39	6280	GIR 115	115.00	6	0.9771	112.37
6290	CATII 11	115.00	6	0.9773	112.39	6350	PM115-8	115.00	6	0.9757	112.21
6580	LBO115	115.00	6	0.9718	111.76						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, APR 13 2011 10:03
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MINIMA IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	728.5	706.4	0.0	0.0	0.0	0.0	15.1	7.0	7.0	5.7
GUATEMAL	13.0	100.0	81.4	0.0	0.0	298.4	195.1	-65.2	-65.2	
2	442.7	436.3	0.0	0.0	0.0	0.0	4.9	1.4	1.4	0.0
SALVADOR	-57.7	106.3	-10.9	0.0	0.0	250.8	59.9	37.8	37.8	
3	528.1	519.7	0.0	0.0	0.0	0.0	8.4	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	42.2	175.7	40.4	0.0	0.0	363.7	135.1	54.7	54.7	
4	305.5	296.9	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	4.4	4.4	0.0
NICARAGU	-64.4	116.6	-24.3	0.0	0.0	190.5	66.0	-32.3	-32.3	
5	555.7	553.2	0.0	0.0	0.0	0.0	8.9	-6.4	-6.4	0.0
C.RICA	-36.4	252.4	-33.4	0.0	0.0	417.3	141.6	20.3	20.3	
6	626.6	645.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.3	-52.6	-52.6	-52.7
PANAMA	87.1	234.1	-11.3	0.0	0.0	434.1	337.6	-39.2	-39.2	
7	72.0	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9	46.2	46.2	47.0
ACANAL	30.0	8.3	-15.5	0.0	0.0	0.0	13.3	23.9	23.9	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	3259.1	3180.4	0.0	0.0	0.0	0.0	78.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	13.8	993.4	26.5	0.0	0.0	1954.7	948.6	0.0	0.0	

Año 2012

Demanda Máxima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, APR 14 2011 19:25
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	2.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9982	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	2.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9982	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9982	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	2.1	12.0	-5.0	1.0000	22.5	0.9955	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	2.1	12.0	-5.0	1.0000	22.5	0.9955	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-4.6	12.0	-5.0	1.0000	26.4	0.9850	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-4.6	12.0	-5.0	1.0000	26.4	0.9850	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	63.7	-6.5	50.0	-50.0	1.0000	64.1	0.9949	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	63.7	-19.8	50.0	-50.0	0.9850	67.8	0.9552	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	55.3	13.6	30.0	-25.0	1.0100	56.4	0.9709	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	46.5	-2.6	30.0	-25.0	0.9900	47.0	0.9984	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9837	18.0	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9837	18.0	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9837	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9837	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9837	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M6	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9837	18.0	0.8605	20.7			63	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9897	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9897	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9897	19.4	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	10.4	29.0	-29.0	1.0100	57.4	0.9838	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	10.4	29.0	-29.0	1.0100	57.4	0.9838	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-2.1	52.4	-48.9	1.0100	98.6	0.9998	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	1.2	52.4	-48.9	1.0100	98.6	0.9999	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9980	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9998	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9998	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9998	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9998	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9998	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9998	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9998	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9998	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	1.1	2.3	-2.3	1.0100	4.9	0.9764	5.7			64	6

6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	1.1	2.3	-2.3	1.0100	4.9	0.9764	5.7	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	4.2	4.2	-4.2	1.0009	9.8	0.9060	10.4	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	4.2	4.2	-4.2	1.0009	9.8	0.9060	10.4	64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.8	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9976	30.0	64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.8	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9976	30.0	64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-5.2	14.0	-14.0	1.0100	42.0	0.9926	49.0	64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-5.2	14.0	-14.0	1.0100	42.0	0.9926	49.0	64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-2.0	7.8	-7.0	1.0100	12.1	0.9871	14.1	64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-2.0	7.8	-7.0	1.0100	12.1	0.9871	14.1	64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-5.5	7.8	-7.0	1.0100	16.8	0.9469	25.0	64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-5.5	7.8	-7.0	1.0100	16.8	0.9469	25.0	64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-7.1	8.0	-8.0	1.0100	27.3	0.9660	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-7.1	8.0	-8.0	1.0100	27.3	0.9660	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9978	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9978	7.5	64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0064	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0064	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9707	5.3	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9918	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9918	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9707	4.9	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9716	2.9	0.9118	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9716	2.9	0.9118	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	0.0	0.0	0.0	0.9702	4.9	1.0000	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9974	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9974	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9692	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9692	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0036	8.0	0.8877	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0036	8.0	0.8877	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0056	4.1	0.8916	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0056	4.1	0.8916	4.1	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1372.2	62.6	706.1	-563.3				1806.9		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, APR 14 2011 19:25
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	2.9	8.0	0.0	1.0100	18.0	0.9874	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	10.1	11.0	0.0	1.0100	22.2	0.8926	29.4			65	7

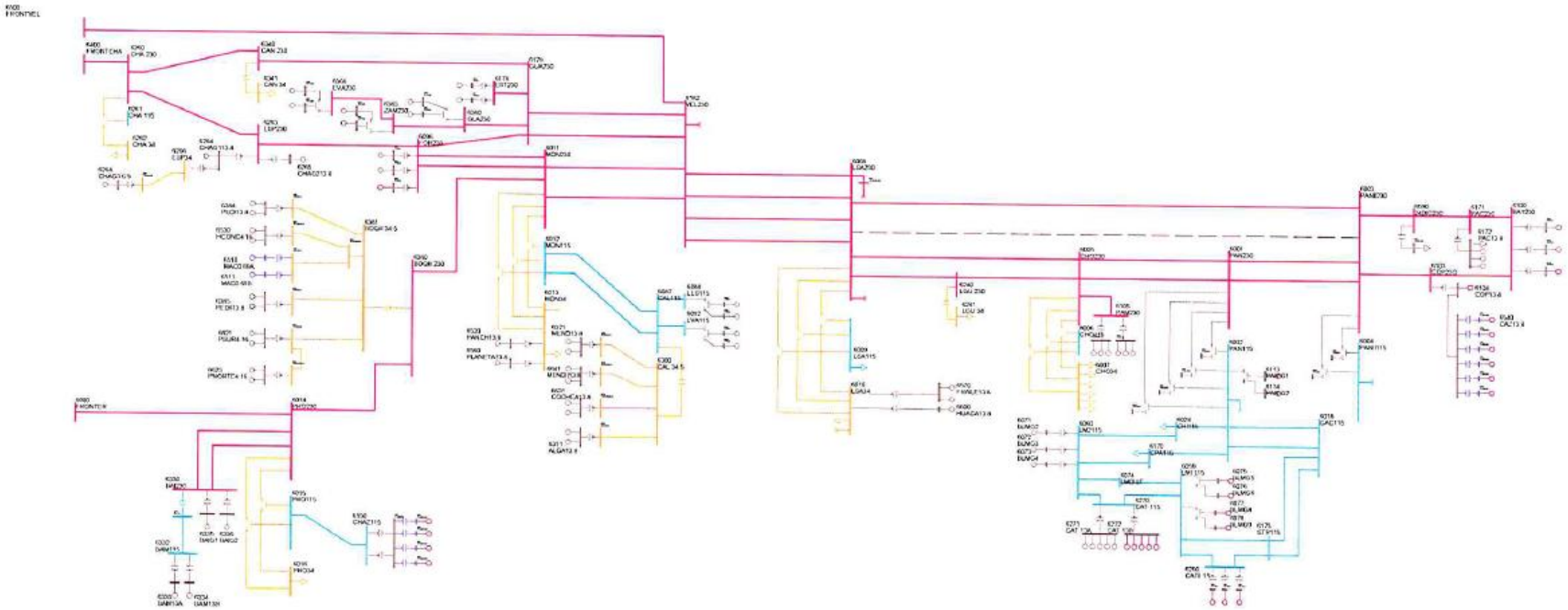
```
   6129 MIR13D      13.800 G4    21.4    13.0    15.0     0.0 1.0100    24.8  0.8537    44.1                        65    7
   6130 MIR13F      13.800 G5    17.0     4.1     8.0     0.0 1.0100    17.3  0.9723    27.7                        65    7
   6134 MAD6A       6.9000 G1    10.0     1.4     6.0    -6.0 1.0100    10.0  0.9899    13.0                        65    7
   6135 MAD6B       6.9000 G2    10.0     1.2     6.0    -6.0 1.0100    10.0  0.9924    13.0                        65    7
   6136 MAD6C       6.9000 G3    10.0     1.2     6.0    -6.0 1.0100    10.0  0.9924    13.0                        65    7
 SUBSYSTEM TOTALS               106.4    34.0    60.0   -18.0                          167.9
--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, APR 14 2011  19:25
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA

 BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:
   BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
   6000 FRONTER     230.00    6 1.0195 234.48      6003 PANII230    230.00    6 1.0069 231.60
   6005 CHO230      230.00    6 1.0007 230.15      6008 LSA230      230.00    6 1.0032 230.73
   6011 MDN230      230.00    6 1.0094 232.17      6014 PRO230      230.00    6 1.0182 234.19
   6096 FOR230      230.00    6 1.0096 232.20      6100 BAY230      230.00    6 1.0201 234.62
   6103 COP23O      230.00    6 1.0094 232.16      6105 PAM230      230.00    6 1.0008 230.19
   6171 PAC230      230.00    6 1.0145 233.34      6178 EST230      230.00    6 1.0079 231.81
   6179 GUA230      230.00    6 1.0080 231.84      6182 VEL230      230.00    6 1.0080 231.84
   6240 LGU 230     230.00    6 1.0000 230.00      6260 CHA 230     230.00    6 1.0214 234.93
   6263 ESP230      230.00    6 1.0227 235.23      6330 BAI230      230.00    6 1.0185 234.25
   6340 CAN 230     230.00    6 1.0139 233.20      6360 GLA230      230.00    6 1.0129 232.96
   6363 ZAM230      230.00    6 1.0178 234.09      6366 EVA230      230.00    6 1.0205 234.72
   6380 BOQIII 230  230.00    6 1.0141 233.25      6400 FRONTCHA    230.00    6 1.0218 235.00
   6450 LSA CAP 230 230.00    6 1.0032 230.73      6500 FRONTVEL    230.00    6 1.0235 235.42
   6590 24DIC230    230.00    6 1.0105 232.41

 BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:
   BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
   6001 PAN230      230.00    6 0.9997 229.93
--------------------------------------------------------------------------------

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, APR 14 2011  19:25
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA

 BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:
   BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
   6009 LSA115      115.00    6 1.0191 117.20      6012 MDN115      115.00    6 1.0173 116.98
   6015 PRO115      115.00    6 1.0164 116.89      6087 CAL115      115.00    6 1.0186 117.14
   6088 LES115      115.00    6 1.0206 117.37      6092 LVA115      115.00    6 1.0184 117.12
   6123 MIR115      115.00    7 1.0110 116.26      6170 CPA115      115.00    6 1.0006 115.06
   6261 CHA 115     115.00    6 1.0178 117.05      6280 GIR 115     115.00    6 1.0011 115.13
```

```
   6331 BAI115      115.00    6 1.0075 115.86      6332 BAM115      115.00    6 1.0117 116.35
   6550 CHAZ115     115.00    6 1.0164 116.89

 BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:
   BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
   6002 PAN115      115.00    6 0.9975 114.72      6004 PANII115    115.00    6 0.9989 114.88
   6006 CHO115      115.00    6 0.9845 113.21      6018 CAC115      115.00    6 0.9973 114.69
   6019 CVI115A     115.00    6 0.9913 114.00      6024 CHI115      115.00    6 0.9888 113.71
   6027 LOC115A     115.00    6 0.9900 113.85      6032 MAR115A     115.00    6 0.9866 113.45
   6036 SMA115      115.00    6 0.9958 114.51      6040 SFR115      115.00    6 0.9878 113.59
   6047 CLA115      115.00    6 0.9837 113.12      6055 MOS115B     115.00    6 0.9945 114.36
   6057 TOC115      115.00    6 0.9961 114.55      6059 LM1115      115.00    6 0.9984 114.81
   6060 LM2115      115.00    6 0.9984 114.82      6066 FFIELD      115.00    6 0.9979 114.75
   6074 LMDIST      115.00    6 0.9984 114.81      6173 STR115      115.00    6 0.9983 114.80
   6174 PM115-1A    115.00    6 0.9988 114.86      6175 PM115-2A    115.00    6 0.9988 114.86
   6210 TIN115      115.00    6 0.9944 114.36      6211 PM115-9     115.00    6 0.9946 114.38
   6230 CBA115      115.00    6 0.9889 113.73      6270 CAT 115     115.00    6 0.9985 114.83
   6290 CATII 11    115.00    6 0.9983 114.81      6350 PM115-8     115.00    6 0.9921 114.09
   6580 LBO115      115.00    6 0.9910 113.96
------------------------------------------------------------------------------

      PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, APR 14 2011  19:25
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.8    54.0    99.7    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

      PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, APR 14 2011  19:25
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE REGIONAL - DEMANDA MAXIMA - EPOCA LLUVIOSA 2012
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                  * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, APR 14 2011 19:25
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1010.0	1158.9	0.0	0.0	0.0	0.0	25.4	-174.3	-174.3	-174.4
GUATEMAL	210.9	342.4	-69.2	0.0	0.0	310.8	284.6	-36.1	-36.1	
2	998.0	978.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.4	-0.4	-0.4	0.0
SALVADOR	262.8	325.2	-150.2	0.0	0.0	243.4	235.6	95.6	95.6	
3	1039.7	1008.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.9	-0.2	-0.2	0.0
HONDURAS	370.7	341.6	-36.7	0.0	0.0	333.1	385.3	13.6	13.6	
4	483.5	473.3	0.0	0.0	0.0	0.0	10.3	-0.1	-0.1	0.0
NICARAGU	32.1	186.7	-4.3	0.0	0.0	175.7	132.4	-107.1	-107.1	
5	1235.9	1218.9	0.0	0.0	0.0	0.0	17.0	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	141.8	489.8	-233.0	0.0	0.0	477.8	283.9	78.9	78.9	
6	1372.2	1203.7	0.0	0.0	0.0	0.0	53.2	115.2	115.2	114.4
PANAMA	62.6	210.9	-214.1	0.0	0.0	471.4	608.0	-70.8	-70.8	
7	106.4	43.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	59.8	59.8	60.0
ACANAL	34.0	7.5	-15.7	0.0	0.0	0.0	16.2	25.9	25.9	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6245.7	6083.9	0.0	0.0	0.0	0.0	161.8	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1114.9	1904.1	-723.1	0.0	0.0	2012.1	1946.0	0.0	0.0	

Contingencia 3: Llano Sánchez – Panamá II (230-13)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 14:39
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CONT 3

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	3.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9963	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	3.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9963	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	3.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9963	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.2	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9902	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.2	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9902	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9914	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9914	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	63.7	-1.3	50.0	-50.0	1.0000	63.8	0.9998	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	63.7	-14.6	50.0	-50.0	0.9850	66.4	0.9747	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	63.2	32.7	30.0	-25.0	1.0100	70.5	0.8884	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	46.5	15.4	30.0	-25.0	0.9900	49.5	0.9492	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9499	18.6	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9499	18.6	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9499	18.6	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9499	18.6	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9499	18.6	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M6	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9499	18.6	0.8605	20.7			63	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9610	20.0	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9610	20.0	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9610	20.0	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.5	29.0	-29.0	1.0100	57.6	0.9804	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.5	29.0	-29.0	1.0100	57.6	0.9804	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	0.1	52.4	-48.9	1.0100	98.6	1.0000	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	3.4	52.4	-48.9	1.0100	98.7	0.9994	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	0.2	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9988	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	0.2	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9988	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	0.2	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9988	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	0.2	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9988	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	0.4	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9988	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	0.4	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9988	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	0.4	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9988	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	0.4	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9988	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	1.2	2.3	-2.3	1.0100	4.9	0.9698	5.7			64	6

6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	1.2	2.3	-2.3	1.0100	4.9	0.9698	5.7	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9977	9.9	0.9060	10.4	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9977	9.9	0.9060	10.4	64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	2.2	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9965	30.0	64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	2.2	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9965	30.0	64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-2.2	14.0	-14.0	1.0100	41.8	0.9986	49.0	64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-2.2	14.0	-14.0	1.0100	41.8	0.9986	49.0	64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	1.9	7.8	-7.0	1.0100	12.1	0.9876	14.1	64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	1.9	7.8	-7.0	1.0100	12.1	0.9876	14.1	64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-2.0	7.8	-7.0	1.0100	16.0	0.9924	25.0	64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-2.0	7.8	-7.0	1.0100	16.0	0.9924	25.0	64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-3.8	8.0	-8.0	1.0100	26.6	0.9897	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-3.8	8.0	-8.0	1.0100	26.6	0.9897	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.3	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9995	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.3	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9995	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.6	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9949	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.6	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9949	7.5	64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0056	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0056	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9651	5.3	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9975	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9975	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9651	4.9	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9411	3.0	0.9118	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9411	3.0	0.9118	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	0.0	0.0	0.0	0.9397	5.1	1.0000	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	0.0	2.5	-2.5	1.0000	4.8	1.0000	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	0.0	2.5	-2.5	1.0000	4.8	1.0000	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9789	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9789	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0003	8.0	0.8877	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0003	8.0	0.8877	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0023	4.1	0.8916	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0023	4.1	0.8916	4.1	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1380.0	156.9	706.1	-563.3				1806.9		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 14:39
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CONT 3

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	3.3	8.0	0.0	1.0100	18.1	0.9837	27.7			65	7

```
   6128 MIR13C      12.000 G3    20.0    10.4    11.0     0.0 1.0100    22.3  0.8865    29.4                        65    7
   6129 MIR13D      13.800 G4    21.4    13.5    15.0     0.0 1.0100    25.0  0.8461    44.1                        65    7
   6130 MIR13F      13.800 G5    17.0     4.6     8.0     0.0 1.0100    17.4  0.9657    27.7                        65    7
   6134 MAD6A       6.9000 G1    10.0     1.5     6.0    -6.0 1.0100    10.0  0.9887    13.0                        65    7
   6135 MAD6B       6.9000 G2    10.0     1.3     6.0    -6.0 1.0100    10.0  0.9916    13.0                        65    7
   6136 MAD6C       6.9000 G3    10.0     1.3     6.0    -6.0 1.0100    10.0  0.9916    13.0                        65    7
 SUBSYSTEM TOTALS               106.4    35.9    60.0   -18.0                          167.9
------------------------------------------------------------------------------------------------

      PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, APR 15 2011  14:39
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CONT 3

 BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:
   BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
   6000 FRONTER     230.00    6 1.0146 233.36      6011 MDN230      230.00    6 1.0018 230.41
   6014 PRO230      230.00    6 1.0135 233.11      6096 FOR230      230.00    6 1.0039 230.89
   6178 EST230      230.00    6 1.0019 230.43      6179 GUA230      230.00    6 1.0019 230.44
   6260 CHA 230     230.00    6 1.0182 234.18      6263 ESP230      230.00    6 1.0198 234.56
   6330 BAI230      230.00    6 1.0145 233.34      6340 CAN 230     230.00    6 1.0088 232.02
   6360 GLA230      230.00    6 1.0075 231.72      6363 ZAM230      230.00    6 1.0130 232.99
   6366 EVA230      230.00    6 1.0160 233.68      6380 BOQIII 230  230.00    6 1.0083 231.91
   6400 FRONTCHA    230.00    6 1.0187 234.30      6500 FRONTVEL    230.00    6 1.0165 233.81

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:
   BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
   6001 PAN230      230.00    6 0.9638 221.67      6003 PANII230    230.00    6 0.9720 223.56
   6005 CHO230      230.00    6 0.9624 221.36      6008 LSA230      230.00    6 0.9723 223.62
   6100 BAY230      230.00    6 0.9963 229.14      6103 COP23O      230.00    6 0.9762 224.52
   6105 PAM230      230.00    6 0.9626 221.40      6171 PAC230      230.00    6 0.9828 226.04
   6182 VEL230      230.00    6 0.9913 228.00      6240 LGU 230     230.00    6 0.9632 221.53
   6450 LSA CAP 230 230.00    6 0.9723 223.62      6590 24DIC230    230.00    6 0.9771 224.74

------------------------------------------------------------------------------------------------
      PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, APR 15 2011  14:39
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CONT 3

 BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:
   BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
   6012 MDN115      115.00    6 1.0113 116.30      6015 PRO115      115.00    6 1.0117 116.35
   6087 CAL115      115.00    6 1.0148 116.70      6088 LES115      115.00    6 1.0172 116.98
   6092 LVA115      115.00    6 1.0147 116.69      6123 MIR115      115.00    7 1.0073 115.84
   6261 CHA 115     115.00    6 1.0146 116.67      6331 BAI115      115.00    6 1.0044 115.51
   6332 BAM115      115.00    6 1.0094 116.08      6550 CHAZ115     115.00    6 1.0117 116.35
```

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9932	114.22	6004	PANII115	115.00	6	0.9945	114.37
6006	CHO115	115.00	6	0.9449	108.67	6009	LSA115	115.00	6	0.9871	113.51
6018	CAC115	115.00	6	0.9930	114.20	6019	CVI115A	115.00	6	0.9869	113.49
6024	CHI115	115.00	6	0.9854	113.32	6027	LOC115A	115.00	6	0.9856	113.34
6032	MAR115A	115.00	6	0.9822	112.95	6036	SMA115	115.00	6	0.9914	114.02
6040	SFR115	115.00	6	0.9833	113.08	6047	CLA115	115.00	6	0.9802	112.72
6055	MOS115B	115.00	6	0.9901	113.86	6057	TOC115	115.00	6	0.9916	114.04
6059	LM1115	115.00	6	0.9962	114.56	6060	LM2115	115.00	6	0.9963	114.57
6066	FFIELD	115.00	6	0.9957	114.51	6074	LMDIST	115.00	6	0.9962	114.56
6170	CPA115	115.00	6	0.9983	114.81	6173	STR115	115.00	6	0.9959	114.53
6174	PM115-1A	115.00	6	0.9955	114.49	6175	PM115-2A	115.00	6	0.9955	114.49
6210	TIN115	115.00	6	0.9901	113.86	6211	PM115-9	115.00	6	0.9902	113.88
6230	CBA115	115.00	6	0.9845	113.22	6270	CAT 115	115.00	6	0.9963	114.58
6280	GIR 115	115.00	6	0.9990	114.89	6290	CATII 11	115.00	6	0.9962	114.56
6350	PM115-8	115.00	6	0.9878	113.59	6580	LBO115	115.00	6	0.9865	113.45

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 14:39

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CONT 3
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X--------- FROM BUS ----------				X X---------- TO BUS ----------						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6092	LVA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	53.3	54.0	98.7	--	--	--	--

---

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 14:39
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CONT 3
OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

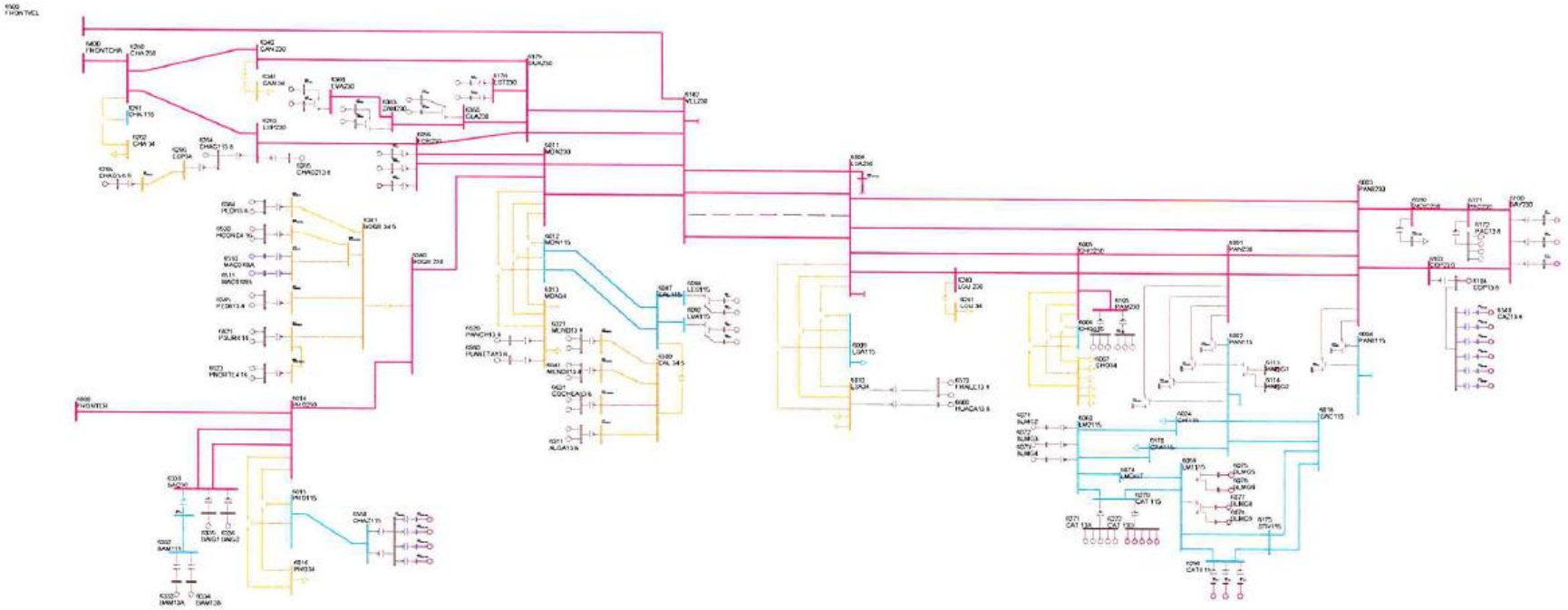
X--------- FROM BUS ----------				X X---------- TO BUS ----------						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 14:39
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CONT 3 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1010.0	1158.9	0.0	0.0	0.0	0.0	25.4	-174.3	-174.3	-174.4
GUATEMAL	210.9	342.4	-69.2	0.0	0.0	310.8	284.6	-36.1	-36.1	
2	998.0	978.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.4	-0.4	-0.4	0.0
SALVADOR	262.8	325.2	-150.2	0.0	0.0	243.4	235.6	95.6	95.6	
3	1039.7	1008.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.9	-0.2	-0.2	0.0
HONDURAS	370.8	341.6	-36.7	0.0	0.0	333.1	385.3	13.7	13.7	
4	483.5	473.3	0.0	0.0	0.0	0.0	10.3	-0.1	-0.1	0.0
NICARAGU	32.3	186.7	-4.3	0.0	0.0	175.6	132.4	-106.9	-106.9	
5	1235.9	1218.9	0.0	0.0	0.0	0.0	17.1	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	149.8	489.8	-232.6	0.0	0.0	476.7	284.4	84.9	84.9	
6	1380.0	1203.7	0.0	0.0	0.0	0.0	61.0	115.3	115.3	114.4
PANAMA	156.9	210.9	-211.6	0.0	0.0	418.7	655.0	-78.7	-78.7	
7	106.4	43.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	59.7	59.7	60.0
ACANAL	35.9	7.5	-15.7	0.0	0.0	0.0	16.5	27.5	27.5	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6253.5	6083.9	0.0	0.0	0.0	0.0	169.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1219.4	1904.1	-720.2	0.0	0.0	1958.3	1993.8	0.0	0.0	

Contingencia 4: Llano Sánchez – Veladero (230-5A)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 14:54
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 4

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	3.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9963	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	3.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9963	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	3.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9962	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.2	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9903	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.2	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9903	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9913	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9913	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	63.7	-1.3	50.0	-50.0	1.0000	63.8	0.9998	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	63.7	-14.7	50.0	-50.0	0.9850	66.4	0.9745	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	59.6	22.8	30.0	-25.0	1.0100	63.2	0.9339	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	46.5	6.1	30.0	-25.0	0.9900	47.4	0.9916	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9668	18.3	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9668	18.3	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9668	18.3	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9668	18.3	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9668	18.3	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M6	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9668	18.3	0.8605	20.7			63	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9758	19.7	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9758	19.7	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9758	19.7	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.4	29.0	-29.0	1.0100	57.6	0.9804	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.4	29.0	-29.0	1.0100	57.6	0.9804	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	0.1	52.4	-48.9	1.0100	98.6	1.0000	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	3.4	52.4	-48.9	1.0100	98.7	0.9994	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	0.2	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9988	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	0.2	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9988	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	0.2	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9988	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	0.2	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9988	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	0.4	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9987	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	0.4	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9987	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	0.4	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9987	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	0.4	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9987	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	1.2	2.3	-2.3	1.0100	4.9	0.9699	5.7			64	6

6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	1.2	2.3	-2.3	1.0100	4.9	0.9699	5.7	64 6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9978	9.9	0.9060	10.4	64 6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9978	9.9	0.9060	10.4	64 6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	2.2	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9965	30.0	64 6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	2.2	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9965	30.0	64 6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-2.2	14.0	-14.0	1.0100	41.8	0.9986	49.0	64 6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-2.2	14.0	-14.0	1.0100	41.8	0.9986	49.0	64 6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	1.9	7.8	-7.0	1.0100	12.1	0.9882	14.1	64 6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	1.9	7.8	-7.0	1.0100	12.1	0.9882	14.1	64 6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-2.0	7.8	-7.0	1.0100	16.0	0.9921	25.0	64 6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-2.0	7.8	-7.0	1.0100	16.0	0.9921	25.0	64 6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-3.9	8.0	-8.0	1.0100	26.6	0.9895	33.0	64 6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-3.9	8.0	-8.0	1.0100	26.6	0.9895	33.0	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.3	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9995	12.5	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.3	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9995	12.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.6	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9949	7.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.6	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9949	7.5	64 6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0056	1.6	0.9985	2.1	64 6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0056	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9652	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9975	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9975	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9652	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9486	3.0	0.9118	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9486	3.0	0.9118	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	0.0	0.0	0.0	0.9472	5.1	1.0000	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	0.0	2.5	-2.5	1.0000	4.8	1.0000	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	0.0	2.5	-2.5	1.0000	4.8	1.0000	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9788	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9788	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0003	8.0	0.8877	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0003	8.0	0.8877	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0024	4.1	0.8916	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0024	4.1	0.8916	4.1	64 6
SUBSYSTEM TOTALS				1376.4	137.2	706.1	-563.3				1806.9	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 14:54
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 4

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	3.3	8.0	0.0	1.0100	18.1	0.9835	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	10.5	11.0	0.0	1.0100	22.3	0.8861	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	21.4	13.5	15.0	0.0	1.0100	25.0	0.8457	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	4.6	8.0	0.0	1.0100	17.4	0.9653	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.5	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9886	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9915	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9915	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				106.4	36.0	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 14:54
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 4

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0146	233.37	6011	MDN230	230.00	6	1.0019	230.43
6014	PRO230	230.00	6	1.0136	233.13	6096	FOR230	230.00	6	1.0039	230.90
6100	BAY230	230.00	6	1.0086	231.98	6178	EST230	230.00	6	1.0019	230.44
6179	GUA230	230.00	6	1.0020	230.46	6260	CHA 230	230.00	6	1.0182	234.19
6263	ESP230	230.00	6	1.0199	234.57	6330	BAI230	230.00	6	1.0146	233.35
6340	CAN 230	230.00	6	1.0089	232.04	6360	GLA230	230.00	6	1.0075	231.74
6363	ZAM230	230.00	6	1.0131	233.00	6366	EVA230	230.00	6	1.0160	233.69
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0084	231.92	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0187	234.31
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0166	233.82						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9824	225.95	6003	PANII230	230.00	6	0.9901	227.72
6005	CHO230	230.00	6	0.9815	225.76	6008	LSA230	230.00	6	0.9799	225.37
6103	COP23O	230.00	6	0.9934	228.47	6105	PAM230	230.00	6	0.9817	225.80
6171	PAC230	230.00	6	0.9992	229.82	6182	VEL230	230.00	6	0.9915	228.04
6240	LGU 230	230.00	6	0.9781	224.97	6450	LSA CAP 230	230.00	6	0.9799	225.37
6590	24DIC230	230.00	6	0.9944	228.71						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 14:54
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 4

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6012	MDN115	115.00	6	1.0113	116.30	6015	PRO115	115.00	6	1.0118	116.35
6087	CAL115	115.00	6	1.0148	116.70	6088	LES115	115.00	6	1.0172	116.98
6092	LVA115	115.00	6	1.0148	116.70	6123	MIR115	115.00	7	1.0072	115.83
6261	CHA 115	115.00	6	1.0146	116.68	6331	BAI115	115.00	6	1.0045	115.51
6332	BAM115	115.00	6	1.0094	116.09	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0118	116.35

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9931	114.20	6004	PANII115	115.00	6	0.9943	114.34
6006	CHO115	115.00	6	0.9647	110.94	6009	LSA115	115.00	6	0.9949	114.42
6018	CAC115	115.00	6	0.9929	114.18	6019	CVI115A	115.00	6	0.9867	113.47
6024	CHI115	115.00	6	0.9852	113.30	6027	LOC115A	115.00	6	0.9854	113.32
6032	MAR115A	115.00	6	0.9820	112.93	6036	SMA115	115.00	6	0.9913	114.00
6040	SFR115	115.00	6	0.9832	113.06	6047	CLA115	115.00	6	0.9801	112.71
6055	MOS115B	115.00	6	0.9900	113.85	6057	TOC115	115.00	6	0.9914	114.01
6059	LM1115	115.00	6	0.9962	114.56	6060	LM2115	115.00	6	0.9963	114.57
6066	FFIELD	115.00	6	0.9957	114.50	6074	LMDIST	115.00	6	0.9962	114.56
6170	CPA115	115.00	6	0.9983	114.80	6173	STR115	115.00	6	0.9958	114.52
6174	PM115-1A	115.00	6	0.9954	114.48	6175	PM115-2A	115.00	6	0.9954	114.48
6210	TIN115	115.00	6	0.9899	113.84	6211	PM115-9	115.00	6	0.9901	113.86
6230	CBA115	115.00	6	0.9844	113.20	6270	CAT 115	115.00	6	0.9963	114.58
6280	GIR 115	115.00	6	0.9990	114.88	6290	CATII 11	115.00	6	0.9961	114.55
6350	PM115-8	115.00	6	0.9876	113.58	6580	LBO115	115.00	6	0.9863	113.43

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 14:54

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 4

OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)

LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X--- FROM BUS				X- TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	14	216.0	225.0	96.0	450.0	48.0	--	--
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	15	216.0	225.0	96.0	450.0	48.0	--	--
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	6A	191.7	193.0	99.3	366.0	52.4	--	--
6092	LVA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	53.3	54.0	98.7	--	--	--	--

OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)

LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

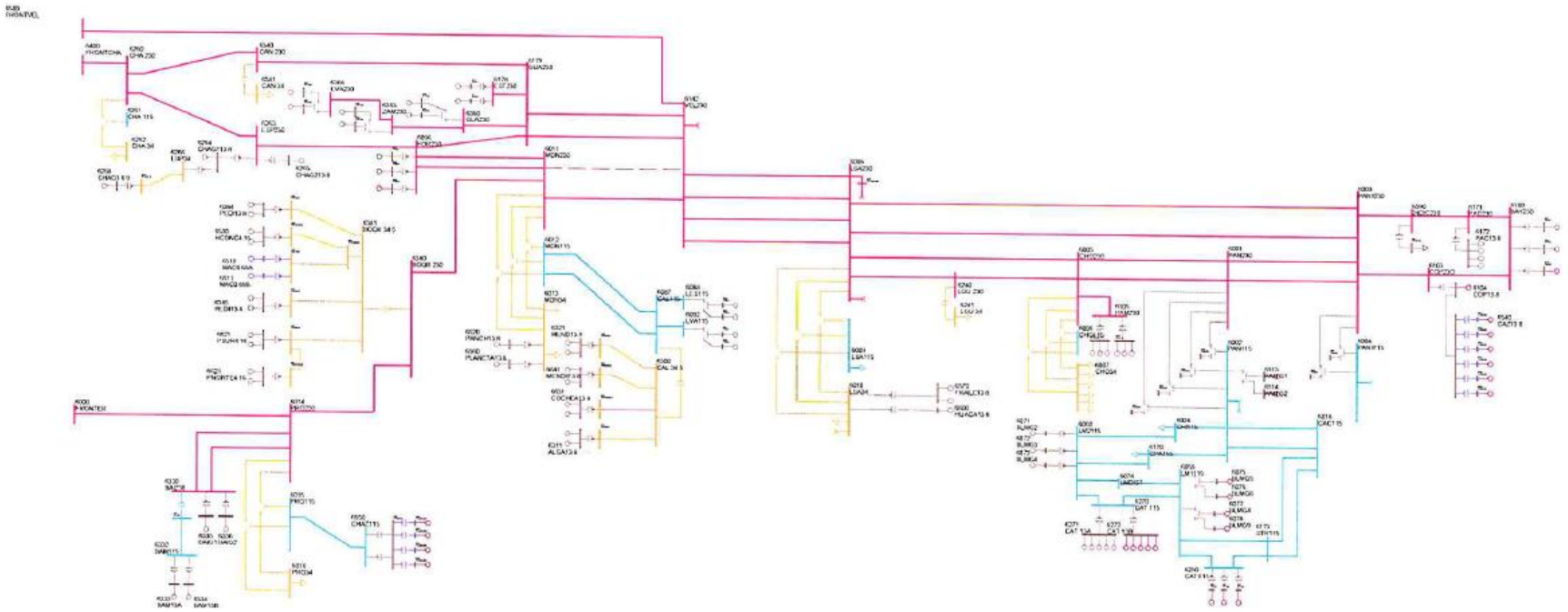
X--------- FROM BUS ----------X				X---------- TO BUS ----------X					RATING SET A	RATING SET B	RATING SET C
BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	CKT	LOADING RATING PERCENT	LOADING RATING PERCENT	LOADING RATING PERCENT
* NONE *											

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 14:54
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 4

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1010.0	1158.9	0.0	0.0	0.0	0.0	25.4	-174.3	-174.3	-174.4
GUATEMAL	210.9	342.4	-69.2	0.0	0.0	310.8	284.6	-36.1	-36.1	
2	998.0	978.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.4	-0.4	-0.4	0.0
SALVADOR	262.8	325.2	-150.2	0.0	0.0	243.4	235.6	95.6	95.6	
3	1039.7	1008.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.9	-0.2	-0.2	0.0
HONDURAS	370.8	341.6	-36.7	0.0	0.0	333.1	385.3	13.7	13.7	
4	483.5	473.3	0.0	0.0	0.0	0.0	10.3	-0.1	-0.1	0.0
NICARAGU	32.3	186.7	-4.3	0.0	0.0	175.6	132.4	-106.9	-106.9	
5	1235.9	1218.9	0.0	0.0	0.0	0.0	17.1	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	149.7	489.8	-232.6	0.0	0.0	476.7	284.4	84.9	84.9	
6	1376.4	1203.7	0.0	0.0	0.0	0.0	57.4	115.3	115.3	114.4
PANAMA	137.2	210.9	-211.7	0.0	0.0	435.6	652.3	-78.7	-78.7	
7	106.4	43.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	59.7	59.7	60.0
ACANAL	36.0	7.5	-15.7	0.0	0.0	0.0	16.5	27.6	27.6	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6249.9	6083.9	0.0	0.0	0.0	0.0	166.1	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1199.7	1904.1	-720.3	0.0	0.0	1975.2	1991.1	0.0	0.0	

Contingencia 5: Mata de Nance - Veladero (230-5B)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:03
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 5

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	3.0	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9969	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	3.0	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9969	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	3.0	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9969	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	2.7	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9928	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	2.7	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9928	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.9	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9887	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.9	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9887	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	63.7	-3.1	50.0	-50.0	1.0000	63.8	0.9988	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	63.7	-16.4	50.0	-50.0	0.9850	66.8	0.9683	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	57.9	15.6	30.0	-25.0	1.0100	59.4	0.9654	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	46.5	-0.8	30.0	-25.0	0.9900	47.0	0.9998	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9801	18.0	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9801	18.0	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9801	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9801	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9801	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M6	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9801	18.0	0.8605	20.7			63	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9868	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9868	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9868	19.4	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.1	29.0	-29.0	1.0100	57.5	0.9817	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.1	29.0	-29.0	1.0100	57.5	0.9817	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-0.6	52.4	-48.9	1.0100	98.6	1.0000	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	2.7	52.4	-48.9	1.0100	98.7	0.9996	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9968	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9968	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9968	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9968	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.7	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9968	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	0.2	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9992	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	0.2	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9992	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	0.2	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9992	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	0.2	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9992	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	0.3	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9991	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	0.3	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9991	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	0.3	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9991	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	0.3	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9991	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	1.2	2.3	-2.3	1.0100	4.9	0.9729	5.7			64	6

6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	1.2	2.3	-2.3	1.0100	4.9	0.9729	5.7	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9991	9.8	0.9060	10.4	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9991	9.8	0.9060	10.4	64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	2.1	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9969	30.0	64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	2.1	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9969	30.0	64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-3.3	14.0	-14.0	1.0100	41.8	0.9970	49.0	64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-3.3	14.0	-14.0	1.0100	41.8	0.9970	49.0	64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	0.5	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9992	14.1	64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	0.5	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9992	14.1	64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-3.3	7.8	-7.0	1.0100	16.2	0.9799	25.0	64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-3.3	7.8	-7.0	1.0100	16.2	0.9799	25.0	64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-5.1	8.0	-8.0	1.0100	26.8	0.9824	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-5.1	8.0	-8.0	1.0100	26.8	0.9824	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.2	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9997	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.2	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9997	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.5	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9963	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.5	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9963	7.5	64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0059	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0059	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9676	5.3	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.5	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9955	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.5	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9955	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9676	4.9	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9660	2.9	0.9118	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9660	2.9	0.9118	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	0.0	0.0	0.0	0.9645	5.0	1.0000	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9994	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9994	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9750	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9750	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0018	8.0	0.8877	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0018	8.0	0.8877	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0038	4.1	0.8916	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0038	4.1	0.8916	4.1	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1374.7	102.9	706.1	-563.3				1806.9		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:03
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 5

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	3.2	8.0	0.0	1.0100	18.1	0.9845	27.7			65	7

6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	10.4	11.0	0.0	1.0100	22.3	0.8878	29.4	65 7
6129	MIR13D	13.800	G4	21.4	13.4	15.0	0.0	1.0100	24.9	0.8477	44.1	65 7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	4.5	8.0	0.0	1.0100	17.4	0.9672	27.7	65 7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.5	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9889	13.0	65 7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9917	13.0	65 7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9917	13.0	65 7
SUBSYSTEM TOTALS				106.4	35.5	60.0	-18.0				167.9	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:03
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 5

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0163	233.75	6003	PANII230	230.00	6	1.0034	230.79
6011	MDN230	230.00	6	1.0052	231.20	6014	PRO230	230.00	6	1.0152	233.51
6096	FOR230	230.00	6	1.0059	231.35	6100	BAY230	230.00	6	1.0177	234.08
6103	COP23O	230.00	6	1.0061	231.40	6171	PAC230	230.00	6	1.0114	232.61
6178	EST230	230.00	6	1.0041	230.94	6179	GUA230	230.00	6	1.0042	230.96
6182	VEL230	230.00	6	1.0013	230.31	6260	CHA 230	230.00	6	1.0192	234.42
6263	ESP230	230.00	6	1.0208	234.78	6330	BAI230	230.00	6	1.0159	233.67
6340	CAN 230	230.00	6	1.0106	232.44	6360	GLA230	230.00	6	1.0095	232.18
6363	ZAM230	230.00	6	1.0148	233.40	6366	EVA230	230.00	6	1.0177	234.06
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0107	232.47	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0197	234.53
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0192	234.43	6590	24DIC230	230.00	6	1.0072	231.64

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9962	229.12	6005	CHO230	230.00	6	0.9966	229.21
6008	LSA230	230.00	6	0.9974	229.40	6105	PAM230	230.00	6	0.9967	229.25
6240	LGU 230	230.00	6	0.9949	228.82	6450	LSA CAP 230	230.00	6	0.9974	229.40

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:03
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 5

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6009	LSA115	115.00	6	1.0131	116.51	6012	MDN115	115.00	6	1.0140	116.60
6015	PRO115	115.00	6	1.0134	116.54	6087	CAL115	115.00	6	1.0165	116.89
6088	LES115	115.00	6	1.0187	117.15	6092	LVA115	115.00	6	1.0164	116.88
6123	MIR115	115.00	7	1.0082	115.95	6261	CHA 115	115.00	6	1.0156	116.80
6331	BAI115	115.00	6	1.0055	115.64	6332	BAM115	115.00	6	1.0103	116.18
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0134	116.54						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

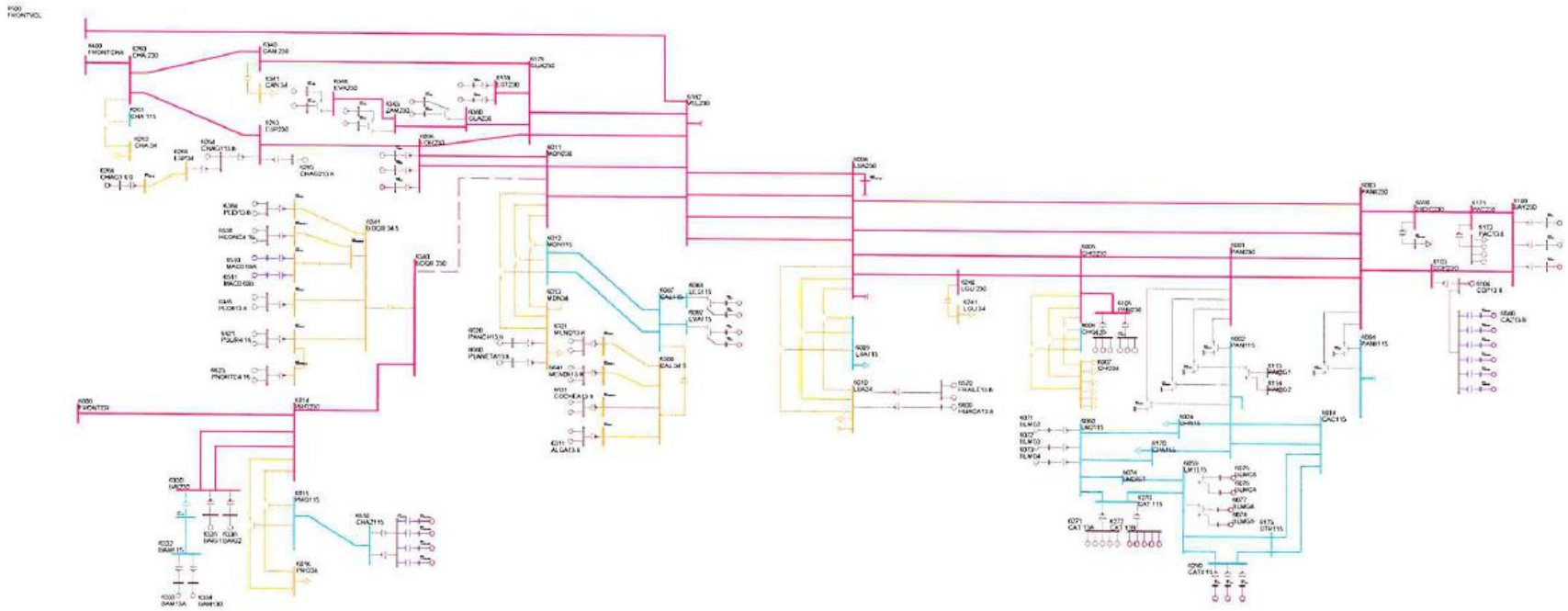
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9943	114.35	6004	PANII115	115.00	6	0.9955	114.48
6006	CHO115	115.00	6	0.9802	112.73	6018	CAC115	115.00	6	0.9941	114.32
6019	CVI115A	115.00	6	0.9879	113.60	6024	CHI115	115.00	6	0.9862	113.42
6027	LOC115A	115.00	6	0.9867	113.47	6032	MAR115A	115.00	6	0.9833	113.07
6036	SMA115	115.00	6	0.9925	114.14	6040	SFR115	115.00	6	0.9844	113.21
6047	CLA115	115.00	6	0.9811	112.82	6055	MOS115B	115.00	6	0.9912	113.99
6057	TOC115	115.00	6	0.9926	114.15	6059	LM1115	115.00	6	0.9968	114.63
6060	LM2115	115.00	6	0.9969	114.64	6066	FFIELD	115.00	6	0.9963	114.57
6074	LMDIST	115.00	6	0.9968	114.63	6170	CPA115	115.00	6	0.9989	114.88
6173	STR115	115.00	6	0.9965	114.60	6174	PM115-1A	115.00	6	0.9964	114.58
6175	PM115-2A	115.00	6	0.9964	114.58	6210	TIN115	115.00	6	0.9912	113.98
6211	PM115-9	115.00	6	0.9913	114.00	6230	CBA115	115.00	6	0.9856	113.34
6270	CAT 115	115.00	6	0.9969	114.65	6280	GIR 115	115.00	6	0.9996	114.95
6290	CATII 11	115.00	6	0.9968	114.63	6350	PM115-8	115.00	6	0.9889	113.72
6580	LBO115	115.00	6	0.9875	113.56						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, APR 15 2011  15:03
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 5
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6011 MDN230      230.00*    6   6182 VEL230      230.00     6  6B   188.8   193.0    97.8   366.0    51.6    --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.5    54.0    99.1    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, APR 15 2011  15:03
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 5
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:03
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 5 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1010.0	1158.9	0.0	0.0	0.0	0.0	25.4	-174.3	-174.3	-174.4
GUATEMAL	210.9	342.4	-69.2	0.0	0.0	310.8	284.6	-36.1	-36.1	
2	998.0	978.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.4	-0.4	-0.4	0.0
SALVADOR	262.8	325.2	-150.2	0.0	0.0	243.4	235.6	95.6	95.6	
3	1039.7	1008.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.9	-0.2	-0.2	0.0
HONDURAS	370.8	341.6	-36.7	0.0	0.0	333.1	385.3	13.7	13.7	
4	483.5	473.3	0.0	0.0	0.0	0.0	10.3	-0.1	-0.1	0.0
NICARAGU	32.3	186.7	-4.3	0.0	0.0	175.6	132.4	-107.0	-107.0	
5	1235.9	1218.9	0.0	0.0	0.0	0.0	17.4	-0.4	-0.4	0.0
COSTA RI	147.1	489.8	-232.8	0.0	0.0	477.1	286.0	81.1	81.1	
6	1374.7	1203.7	0.0	0.0	0.0	0.0	55.3	115.6	115.6	114.4
PANAMA	102.9	210.9	-212.6	0.0	0.0	450.5	629.5	-74.4	-74.4	
7	106.4	43.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	59.7	59.7	60.0
ACANAL	35.5	7.5	-15.7	0.0	0.0	0.0	16.5	27.2	27.2	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6248.2	6083.9	0.0	0.0	0.0	0.0	164.3	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1162.1	1904.1	-721.4	0.0	0.0	1990.4	1969.9	0.0	0.0	

Contingencia 6: Boquerón III – Mata de Nance (230-9A)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:10
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 6

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	2.6	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9977	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	2.6	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9977	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.5	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9978	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	2.7	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9927	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	2.7	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9927	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.9	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9888	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.9	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9888	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	63.7	-4.4	50.0	-50.0	1.0000	63.9	0.9977	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	63.7	-17.7	50.0	-50.0	0.9850	67.2	0.9637	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	56.5	14.4	30.0	-25.0	1.0100	57.7	0.9691	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	46.5	-2.0	30.0	-25.0	0.9900	47.0	0.9991	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9824	18.0	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9824	18.0	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9824	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9824	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9824	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M6	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9824	18.0	0.8605	20.7			63	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9886	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9886	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9886	19.4	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	10.7	29.0	-29.0	1.0100	57.4	0.9829	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	10.7	29.0	-29.0	1.0100	57.4	0.9829	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-1.7	52.4	-48.9	1.0100	98.6	0.9998	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	1.5	52.4	-48.9	1.0100	98.6	0.9999	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9976	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9976	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9976	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9976	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9976	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9996	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9996	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9996	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9996	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	1.2	2.3	-2.3	1.0100	4.9	0.9728	5.7			64	6

6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	1.2	2.3	-2.3	1.0100	4.9	0.9728	5.7	64 6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9991	9.8	0.9060	10.4	64 6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9991	9.8	0.9060	10.4	64 6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.7	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9979	30.0	64 6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.7	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9979	30.0	64 6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-6.1	14.0	-14.0	1.0100	42.1	0.9898	49.0	64 6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-6.1	14.0	-14.0	1.0100	42.1	0.9898	49.0	64 6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-1.0	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9969	14.1	64 6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-1.0	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9969	14.1	64 6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-4.6	7.8	-7.0	1.0100	16.5	0.9620	25.0	64 6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-4.6	7.8	-7.0	1.0100	16.5	0.9620	25.0	64 6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-6.3	8.0	-8.0	1.0100	27.1	0.9733	33.0	64 6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-6.3	8.0	-8.0	1.0100	27.1	0.9733	33.0	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.2	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9993	7.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.2	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9993	7.5	64 6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0071	1.6	0.9985	2.1	64 6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0071	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9675	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9845	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9845	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9675	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9696	2.9	0.9118	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9696	2.9	0.9118	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	0.0	0.0	0.0	0.9681	5.0	1.0000	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9922	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9922	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9598	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9598	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0017	8.0	0.8877	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0017	8.0	0.8877	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0038	4.1	0.8916	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0038	4.1	0.8916	4.1	64 6
SUBSYSTEM TOTALS				1373.3	74.9	706.1	-563.3				1806.9	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:10
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 6

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	3.0	8.0	0.0	1.0100	18.1	0.9864	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	10.2	11.0	0.0	1.0100	22.2	0.8909	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	21.4	13.1	15.0	0.0	1.0100	24.8	0.8515	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	4.2	8.0	0.0	1.0100	17.3	0.9705	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.5	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9895	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9921	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9921	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				106.4	34.5	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:10
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 6

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0200	234.60	6003	PANII230	230.00	6	1.0057	231.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0010	230.24	6011	MDN230	230.00	6	1.0051	231.18
6014	PRO230	230.00	6	1.0197	234.53	6096	FOR230	230.00	6	1.0072	231.66
6100	BAY230	230.00	6	1.0192	234.42	6103	COP23O	230.00	6	1.0082	231.88
6171	PAC230	230.00	6	1.0134	233.08	6178	EST230	230.00	6	1.0063	231.45
6179	GUA230	230.00	6	1.0064	231.47	6182	VEL230	230.00	6	1.0055	231.27
6260	CHA 230	230.00	6	1.0213	234.89	6263	ESP230	230.00	6	1.0222	235.11
6330	BAI230	230.00	6	1.0197	234.53	6340	CAN 230	230.00	6	1.0127	232.93
6360	GLA230	230.00	6	1.0115	232.63	6363	ZAM230	230.00	6	1.0166	233.81
6366	EVA230	230.00	6	1.0194	234.45	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0191	234.39
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0220	235.05	6450	LSA CAP 230	230.00	6	1.0010	230.24
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0214	234.91	6590	24DIC230	230.00	6	1.0093	232.13

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9984	229.64	6005	CHO230	230.00	6	0.9992	229.81
6105	PAM230	230.00	6	0.9994	229.85	6240	LGU 230	230.00	6	0.9981	229.57

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:10

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 6

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6009	LSA115	115.00	6	1.0169	116.95	6012	MDN115	115.00	6	1.0139	116.60
6015	PRO115	115.00	6	1.0179	117.06	6087	CAL115	115.00	6	1.0164	116.89
6088	LES115	115.00	6	1.0187	117.15	6092	LVA115	115.00	6	1.0163	116.88
6123	MIR115	115.00	7	1.0100	116.15	6261	CHA 115	115.00	6	1.0177	117.03
6280	GIR 115	115.00	6	1.0006	115.06	6331	BAI115	115.00	6	1.0084	115.96
6332	BAM115	115.00	6	1.0124	116.43	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0179	117.06

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

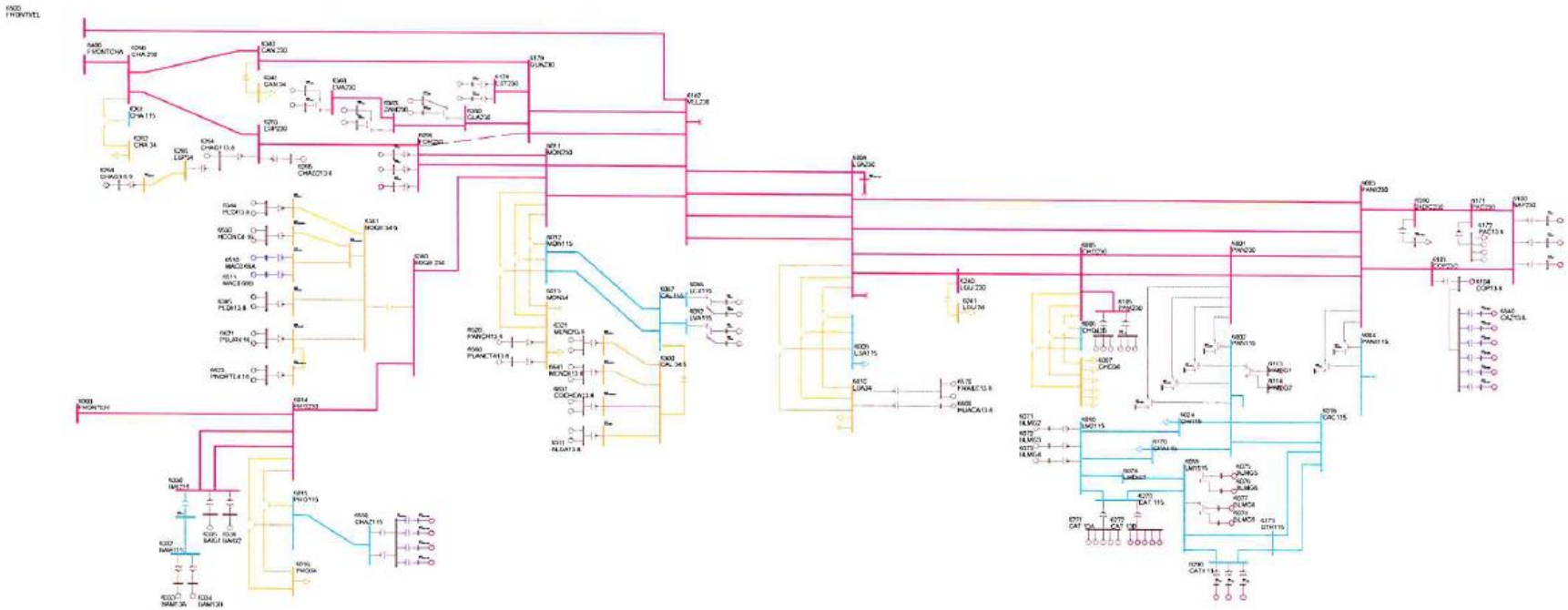
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9964	114.58	6004	PANII115	115.00	6	0.9977	114.73
6006	CHO115	115.00	6	0.9829	113.04	6018	CAC115	115.00	6	0.9962	114.56
6019	CVI115A	115.00	6	0.9901	113.86	6024	CHI115	115.00	6	0.9879	113.61
6027	LOC115A	115.00	6	0.9888	113.71	6032	MAR115A	115.00	6	0.9854	113.32
6036	SMA115	115.00	6	0.9946	114.38	6040	SFR115	115.00	6	0.9865	113.45
6047	CLA115	115.00	6	0.9827	113.01	6055	MOS115B	115.00	6	0.9933	114.23
6057	TOC115	115.00	6	0.9948	114.41	6059	LM1115	115.00	6	0.9978	114.75
6060	LM2115	115.00	6	0.9979	114.76	6066	FFIELD	115.00	6	0.9973	114.69
6074	LMDIST	115.00	6	0.9978	114.75	6170	CPA115	115.00	6	1.0000	115.00
6173	STR115	115.00	6	0.9977	114.73	6174	PM115-1A	115.00	6	0.9979	114.76
6175	PM115-2A	115.00	6	0.9979	114.76	6210	TIN115	115.00	6	0.9932	114.22
6211	PM115-9	115.00	6	0.9934	114.24	6230	CBA115	115.00	6	0.9877	113.59
6270	CAT 115	115.00	6	0.9979	114.76	6290	CATII 11	115.00	6	0.9978	114.74
6350	PM115-8	115.00	6	0.9909	113.96	6580	LBO115	115.00	6	0.9897	113.82

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, APR 15 2011  15:10
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 6
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6000 FRONTER     230.00     6   6014 PRO230      230.00*    6  1    185.3   193.0    96.0   366.0    50.6    --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.5    54.0    99.1    --      --      --      --

-------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, APR 15 2011  15:10
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 6
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:10
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 6 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1010.0	1158.9	0.0	0.0	0.0	0.0	25.4	-174.3	-174.3	-174.4
GUATEMAL	210.9	342.4	-69.2	0.0	0.0	310.8	284.6	-36.1	-36.1	
2	998.0	978.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.4	-0.4	-0.4	0.0
SALVADOR	262.8	325.2	-150.2	0.0	0.0	243.4	235.6	95.6	95.6	
3	1039.7	1008.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.9	-0.2	-0.2	0.0
HONDURAS	370.7	341.6	-36.7	0.0	0.0	333.1	385.3	13.6	13.6	
4	483.5	473.3	0.0	0.0	0.0	0.0	10.3	-0.1	-0.1	0.0
NICARAGU	32.2	186.7	-4.3	0.0	0.0	175.6	132.4	-107.1	-107.1	
5	1235.9	1218.9	0.0	0.0	0.0	0.0	17.7	-0.7	-0.7	0.0
COSTA RI	142.7	489.8	-233.0	0.0	0.0	477.6	287.6	76.0	76.0	
6	1373.3	1203.7	0.0	0.0	0.0	0.0	53.6	115.9	115.9	114.4
PANAMA	74.9	210.9	-213.6	0.0	0.0	465.1	611.1	-68.4	-68.4	
7	106.4	43.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	59.7	59.7	60.0
ACANAL	34.5	7.5	-15.7	0.0	0.0	0.0	16.3	26.4	26.4	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6246.8	6083.9	0.0	0.0	0.0	0.0	162.9	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1128.7	1904.1	-722.5	0.0	0.0	2005.7	1952.8	0.0	0.0	

Contingencia 10: Fortuna – Gualaca (230–18)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:14
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 10
AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	2.4	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9979	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	2.4	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9979	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.4	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9980	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	2.1	12.0	-5.0	1.0000	22.5	0.9954	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	2.1	12.0	-5.0	1.0000	22.5	0.9954	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-4.6	12.0	-5.0	1.0000	26.4	0.9850	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-4.6	12.0	-5.0	1.0000	26.4	0.9850	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	63.7	-8.0	50.0	-50.0	1.0000	64.2	0.9923	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	63.7	-21.2	50.0	-50.0	0.9850	68.2	0.9488	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	56.8	14.1	30.0	-25.0	1.0100	57.9	0.9707	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	46.5	-2.3	30.0	-25.0	0.9900	47.0	0.9988	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9830	18.0	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9830	18.0	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9830	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9830	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9830	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M6	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9830	18.0	0.8605	20.7			63	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9891	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9891	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9891	19.4	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	10.7	29.0	-29.0	1.0100	57.4	0.9828	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	10.7	29.0	-29.0	1.0100	57.4	0.9828	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-2.0	52.4	-48.9	1.0100	98.6	0.9998	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	1.3	52.4	-48.9	1.0100	98.6	0.9999	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9978	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9978	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9978	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9978	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9978	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9997	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9997	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9997	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9997	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9997	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9997	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9997	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9997	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	1.1	2.3	-2.3	1.0100	4.9	0.9764	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	1.1	2.3	-2.3	1.0100	4.9	0.9764	5.7			64	6

6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	4.2	4.2	-4.2	1.0008	9.8	0.9060	10.4		64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	4.2	4.2	-4.2	1.0008	9.8	0.9060	10.4		64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9975	30.0		64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9975	30.0		64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-4.9	14.0	-14.0	1.0100	42.0	0.9933	49.0		64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-4.9	14.0	-14.0	1.0100	42.0	0.9933	49.0		64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-0.8	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9976	14.1		64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-0.8	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9976	14.1		64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-4.4	7.8	-7.0	1.0100	16.5	0.9637	25.0		64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-4.4	7.8	-7.0	1.0100	16.5	0.9637	25.0		64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-6.2	8.0	-8.0	1.0100	27.0	0.9741	33.0		64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-6.2	8.0	-8.0	1.0100	27.0	0.9741	33.0		64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5		64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5		64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9977	7.5		64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9977	7.5		64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0064	1.6	0.9985	2.1		64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0064	1.6	0.9985	2.1		64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9706	5.3	0.9216	6.2		64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9921	5.6		64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9921	5.6		64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9706	4.9	0.9058	4.9		64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9705	2.9	0.9118	3.0		63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9705	2.9	0.9118	3.0		63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	0.0	0.0	0.0	0.9691	5.0	1.0000	5.5		63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9976	5.6		64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9976	5.6		64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9696	5.6		64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9696	5.6		64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0035	8.0	0.8877	8.4		64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0035	8.0	0.8877	8.4		64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0056	4.1	0.8916	4.1		64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0056	4.1	0.8916	4.1		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1373.6	68.9	706.1	-563.3				1806.9			

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	2.9	8.0	0.0	1.0100	18.1	0.9869	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	10.1	11.0	0.0	1.0100	22.2	0.8918	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	21.4	13.1	15.0	0.0	1.0100	24.8	0.8526	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	4.2	8.0	0.0	1.0100	17.3	0.9714	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.4	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9897	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9923	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9923	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				106.4	34.3	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:14
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 10

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0190	234.36	6003	PANII230	230.00	6	1.0063	231.45
6008	LSA230	230.00	6	1.0020	230.46	6011	MDN230	230.00	6	1.0094	232.15
6014	PRO230	230.00	6	1.0178	234.10	6096	FOR230	230.00	6	1.0112	232.58
6100	BAY230	230.00	6	1.0197	234.52	6103	COP23O	230.00	6	1.0088	232.02
6105	PAM230	230.00	6	1.0001	230.02	6171	PAC230	230.00	6	1.0139	233.21
6178	EST230	230.00	6	1.0061	231.41	6179	GUA230	230.00	6	1.0062	231.43
6182	VEL230	230.00	6	1.0065	231.51	6260	CHA 230	230.00	6	1.0207	234.76
6263	ESP230	230.00	6	1.0225	235.19	6330	BAI230	230.00	6	1.0181	234.16
6340	CAN 230	230.00	6	1.0122	232.82	6360	GLA230	230.00	6	1.0113	232.60
6363	ZAM230	230.00	6	1.0164	233.77	6366	EVA230	230.00	6	1.0192	234.42
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0139	233.20	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0211	234.86
6450	LSA CAP 230	230.00	6	1.0020	230.46	6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0226	235.20
6590	24DIC230	230.00	6	1.0099	232.27						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9990	229.78	6005	CHO230	230.00	6	0.9999	229.97
6240	LGU 230	230.00	6	0.9990	229.78						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:14
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 10

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6009	LSA115	115.00	6	1.0179	117.06	6012	MDN115	115.00	6	1.0172	116.98
6015	PRO115	115.00	6	1.0160	116.84	6087	CAL115	115.00	6	1.0185	117.13
6088	LES115	115.00	6	1.0206	117.37	6092	LVA115	115.00	6	1.0184	117.11
6123	MIR115	115.00	7	1.0105	116.20	6170	CPA115	115.00	6	1.0003	115.03
6261	CHA 115	115.00	6	1.0171	116.97	6280	GIR 115	115.00	6	1.0008	115.10
6331	BAI115	115.00	6	1.0072	115.83	6332	BAM115	115.00	6	1.0115	116.32
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0160	116.84						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

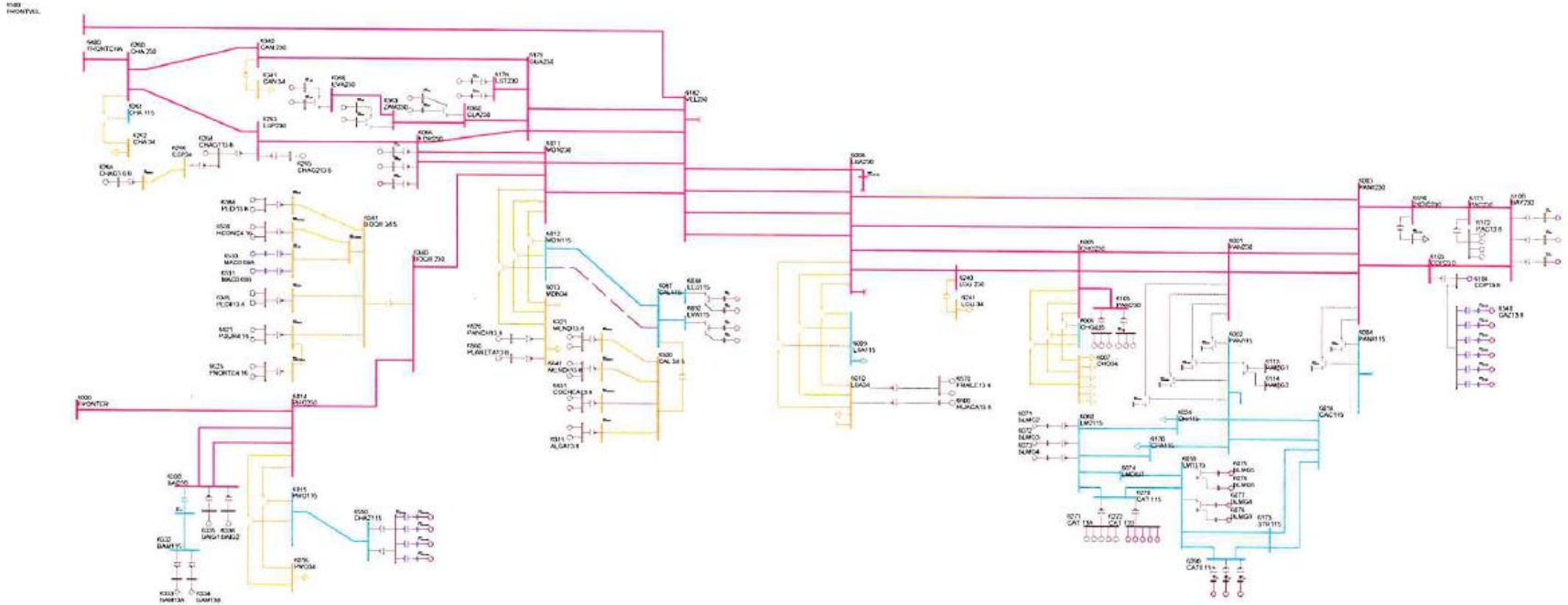
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9969	114.65	6004	PANII115	115.00	6	0.9983	114.80
6006	CHO115	115.00	6	0.9837	113.12	6018	CAC115	115.00	6	0.9967	114.62
6019	CVI115A	115.00	6	0.9907	113.93	6024	CHI115	115.00	6	0.9883	113.66
6027	LOC115A	115.00	6	0.9894	113.78	6032	MAR115A	115.00	6	0.9859	113.38
6036	SMA115	115.00	6	0.9952	114.44	6040	SFR115	115.00	6	0.9871	113.52
6047	CLA115	115.00	6	0.9832	113.07	6055	MOS115B	115.00	6	0.9939	114.29
6057	TOC115	115.00	6	0.9955	114.48	6059	LM1115	115.00	6	0.9981	114.78
6060	LM2115	115.00	6	0.9982	114.79	6066	FFIELD	115.00	6	0.9976	114.72
6074	LMDIST	115.00	6	0.9981	114.78	6173	STR115	115.00	6	0.9980	114.77
6174	PM115-1A	115.00	6	0.9983	114.81	6175	PM115-2A	115.00	6	0.9983	114.81
6210	TIN115	115.00	6	0.9938	114.29	6211	PM115-9	115.00	6	0.9940	114.31
6230	CBA115	115.00	6	0.9883	113.66	6270	CAT 115	115.00	6	0.9982	114.79
6290	CATII 11	115.00	6	0.9981	114.78	6350	PM115-8	115.00	6	0.9915	114.02
6580	LBO115	115.00	6	0.9903	113.89						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, APR 15 2011  15:14
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 10
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.8    54.0    99.7    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, APR 15 2011  15:14
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 10
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                  * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:14
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 10 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1010.0	1158.9	0.0	0.0	0.0	0.0	25.4	-174.3	-174.3	-174.4
GUATEMAL	210.9	342.4	-69.2	0.0	0.0	310.8	284.6	-36.1	-36.1	
2	998.0	978.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.4	-0.4	-0.4	0.0
SALVADOR	262.8	325.2	-150.2	0.0	0.0	243.4	235.6	95.6	95.6	
3	1039.7	1008.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.9	-0.2	-0.2	0.0
HONDURAS	370.7	341.6	-36.7	0.0	0.0	333.1	385.3	13.6	13.6	
4	483.5	473.3	0.0	0.0	0.0	0.0	10.3	-0.1	-0.1	0.0
NICARAGU	32.1	186.7	-4.3	0.0	0.0	175.7	132.4	-107.1	-107.1	
5	1235.9	1218.9	0.0	0.0	0.0	0.0	17.1	-0.2	-0.2	0.0
COSTA RI	142.9	489.8	-232.9	0.0	0.0	477.6	284.4	79.3	79.3	
6	1373.6	1203.7	0.0	0.0	0.0	0.0	54.5	115.3	115.3	114.4
PANAMA	68.9	210.9	-213.8	0.0	0.0	467.7	611.1	-71.5	-71.5	
7	106.4	43.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	59.7	59.7	60.0
ACANAL	34.3	7.5	-15.7	0.0	0.0	0.0	16.3	26.1	26.1	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6247.1	6083.9	0.0	0.0	0.0	0.0	163.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1122.6	1904.1	-722.8	0.0	0.0	2008.3	1949.6	0.0	0.0	

Contingencia 13: Mata de Nance – Caldera (115-16)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:29
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 13

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	2.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9981	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	2.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9981	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.3	15.0	0.0	1.0000	38.1	0.9982	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.2	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9901	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.2	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9901	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9915	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9915	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	63.7	-5.8	50.0	-50.0	1.0000	64.0	0.9959	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	63.7	-19.1	50.0	-50.0	0.9850	67.6	0.9580	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	57.1	13.8	30.0	-25.0	1.0100	58.1	0.9719	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	46.5	-2.6	30.0	-25.0	0.9900	47.0	0.9985	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9835	18.0	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9835	18.0	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9835	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9835	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9835	18.0	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M6	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9835	18.0	0.8605	20.7			63	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9895	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9895	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9895	19.4	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	10.5	29.0	-29.0	1.0100	57.4	0.9835	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	10.5	29.0	-29.0	1.0100	57.4	0.9835	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-1.9	52.4	-48.9	1.0100	98.6	0.9998	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	1.4	52.4	-48.9	1.0100	98.6	0.9999	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9980	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9998	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9998	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9998	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9998	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9998	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9998	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9998	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9998	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	1.2	2.3	-2.3	1.0100	4.9	0.9697	5.7			64	6

6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	1.2	2.3	-2.3	1.0100	4.9	0.9697	5.7	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9977	9.9	0.9060	10.4	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9977	9.9	0.9060	10.4	64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9975	30.0	64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9975	30.0	64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-4.8	14.0	-14.0	1.0100	42.0	0.9936	49.0	64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-4.8	14.0	-14.0	1.0100	42.0	0.9936	49.0	64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-1.6	7.8	-7.0	1.0100	12.1	0.9909	14.1	64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-1.6	7.8	-7.0	1.0100	12.1	0.9909	14.1	64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-5.2	7.8	-7.0	1.0100	16.7	0.9519	25.0	64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-5.2	7.8	-7.0	1.0100	16.7	0.9519	25.0	64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-6.9	8.0	-8.0	1.0100	27.2	0.9684	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-6.9	8.0	-8.0	1.0100	27.2	0.9684	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9974	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9974	7.5	64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0063	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0063	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9662	5.3	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9929	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9929	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9662	4.9	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9713	2.9	0.9118	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9713	2.9	0.9118	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	0.0	0.0	0.0	0.9698	4.9	1.0000	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9981	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9981	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9708	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9708	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0002	8.0	0.8877	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0002	8.0	0.8877	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0023	4.1	0.8916	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0023	4.1	0.8916	4.1	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1373.9	72.8	706.1	-563.3				1806.9		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:29
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 13

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	2.9	8.0	0.0	1.0100	18.1	0.9873	27.7			65	7

6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	10.1	11.0	0.0	1.0100	22.2	0.8924	29.4	65 7
6129	MIR13D	13.800	G4	21.4	13.0	15.0	0.0	1.0100	24.8	0.8534	44.1	65 7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	4.1	8.0	0.0	1.0100	17.3	0.9721	27.7	65 7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.4	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9898	13.0	65 7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.2	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9924	13.0	65 7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.2	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9924	13.0	65 7
SUBSYSTEM TOTALS				106.4	34.1	60.0	-18.0				167.9	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:29
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 13

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0189	234.35	6003	PANII230	230.00	6	1.0068	231.56
6005	CHO230	230.00	6	1.0004	230.10	6008	LSA230	230.00	6	1.0028	230.63
6011	MDN230	230.00	6	1.0081	231.86	6014	PRO230	230.00	6	1.0176	234.05
6096	FOR230	230.00	6	1.0088	232.03	6100	BAY230	230.00	6	1.0200	234.60
6103	COP23O	230.00	6	1.0092	232.12	6105	PAM230	230.00	6	1.0006	230.15
6171	PAC230	230.00	6	1.0144	233.31	6178	EST230	230.00	6	1.0074	231.70
6179	GUA230	230.00	6	1.0075	231.72	6182	VEL230	230.00	6	1.0073	231.68
6260	CHA 230	230.00	6	1.0211	234.85	6263	ESP230	230.00	6	1.0224	235.15
6330	BAI230	230.00	6	1.0179	234.13	6340	CAN 230	230.00	6	1.0135	233.10
6360	GLA230	230.00	6	1.0124	232.85	6363	ZAM230	230.00	6	1.0174	234.00
6366	EVA230	230.00	6	1.0202	234.64	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0132	233.04
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0214	234.93	6450	LSA CAP 230	230.00	6	1.0028	230.63
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0230	235.30	6590	24DIC230	230.00	6	1.0103	232.37

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9995	229.89	6240	LGU 230	230.00	6	0.9997	229.93

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:29
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 13

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6009	LSA115	115.00	6	1.0187	117.15	6012	MDN115	115.00	6	1.0130	116.50
6015	PRO115	115.00	6	1.0158	116.82	6087	CAL115	115.00	6	1.0147	116.69
6088	LES115	115.00	6	1.0171	116.97	6092	LVA115	115.00	6	1.0147	116.69
6123	MIR115	115.00	7	1.0108	116.25	6170	CPA115	115.00	6	1.0005	115.05
6261	CHA 115	115.00	6	1.0175	117.01	6280	GIR 115	115.00	6	1.0011	115.12
6331	BAI115	115.00	6	1.0071	115.81	6332	BAM115	115.00	6	1.0114	116.31
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0158	116.82						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

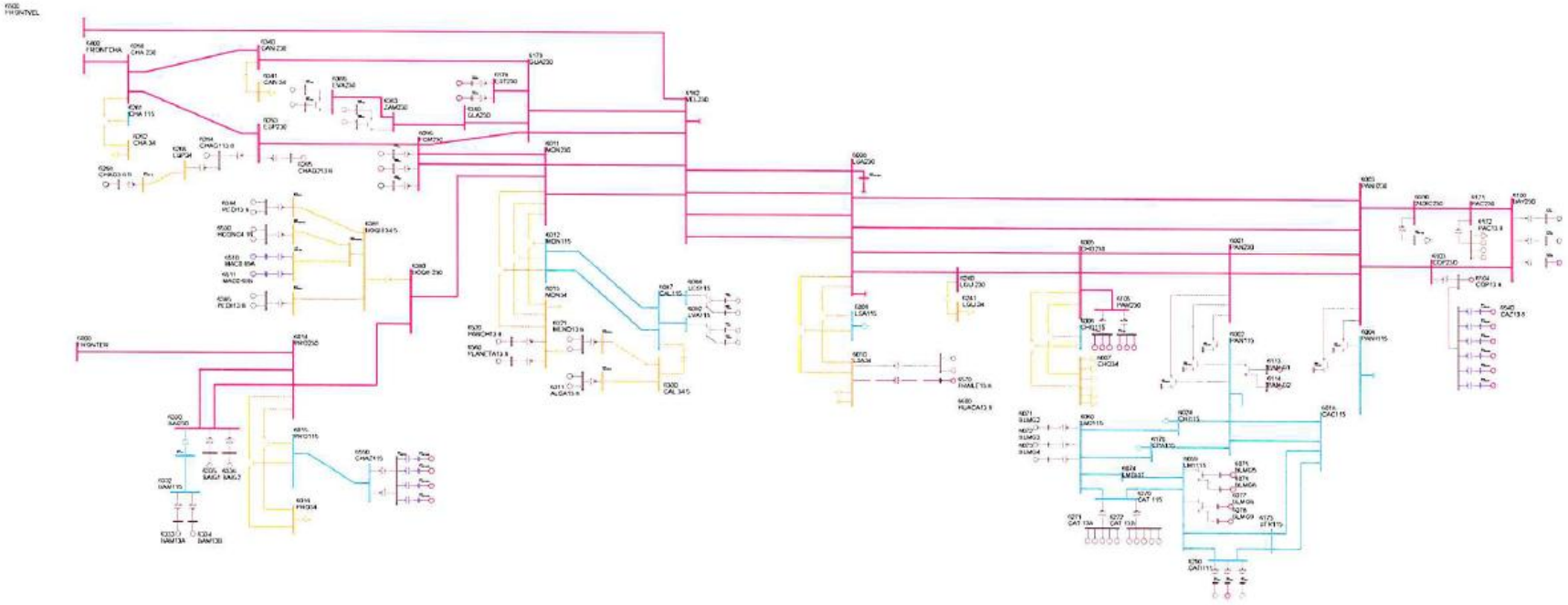
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9974	114.70	6004	PANII115	115.00	6	0.9988	114.86
6006	CHO115	115.00	6	0.9843	113.19	6018	CAC115	115.00	6	0.9972	114.67
6019	CVI115A	115.00	6	0.9912	113.98	6024	CHI115	115.00	6	0.9887	113.70
6027	LOC115A	115.00	6	0.9898	113.83	6032	MAR115A	115.00	6	0.9864	113.44
6036	SMA115	115.00	6	0.9956	114.49	6040	SFR115	115.00	6	0.9876	113.57
6047	CLA115	115.00	6	0.9835	113.11	6055	MOS115B	115.00	6	0.9943	114.34
6057	TOC115	115.00	6	0.9959	114.53	6059	LM1115	115.00	6	0.9983	114.80
6060	LM2115	115.00	6	0.9984	114.81	6066	FFIELD	115.00	6	0.9978	114.74
6074	LMDIST	115.00	6	0.9983	114.80	6173	STR115	115.00	6	0.9982	114.79
6174	PM115-1A	115.00	6	0.9986	114.84	6175	PM115-2A	115.00	6	0.9986	114.84
6210	TIN115	115.00	6	0.9943	114.34	6211	PM115-9	115.00	6	0.9944	114.36
6230	CBA115	115.00	6	0.9888	113.71	6270	CAT 115	115.00	6	0.9984	114.82
6290	CATII 11	115.00	6	0.9983	114.80	6350	PM115-8	115.00	6	0.9920	114.08
6580	LBO115	115.00	6	0.9908	113.94						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, APR 15 2011  15:53
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 13
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6012 MDN115      115.00     6   6087 CAL115      115.00*    6  15   144.4    93.0   155.2   175.0    82.5    --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.3    54.0    98.7    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, APR 15 2011  15:53
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 13
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, APR 15 2011 15:54
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA CNT 13 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1010.0	1158.9	0.0	0.0	0.0	0.0	25.4	-174.3	-174.3	-174.4
GUATEMAL	210.9	342.4	-69.2	0.0	0.0	310.8	284.6	-36.1	-36.1	
2	998.0	978.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.4	-0.4	-0.4	0.0
SALVADOR	262.8	325.2	-150.2	0.0	0.0	243.4	235.6	95.6	95.6	
3	1039.7	1008.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.9	-0.2	-0.2	0.0
HONDURAS	370.7	341.6	-36.7	0.0	0.0	333.1	385.3	13.6	13.6	
4	483.5	473.3	0.0	0.0	0.0	0.0	10.3	-0.1	-0.1	0.0
NICARAGU	32.1	186.7	-4.3	0.0	0.0	175.7	132.4	-107.1	-107.1	
5	1235.9	1218.9	0.0	0.0	0.0	0.0	17.0	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	142.5	489.8	-232.9	0.0	0.0	477.7	283.9	79.5	79.5	
6	1373.9	1203.7	0.0	0.0	0.0	0.0	54.9	115.2	115.2	114.4
PANAMA	72.8	210.9	-214.0	0.0	0.0	469.8	617.2	-71.5	-71.5	
7	106.4	43.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	59.8	59.8	60.0
ACANAL	34.1	7.5	-15.7	0.0	0.0	0.0	16.3	26.0	26.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6247.4	6083.9	0.0	0.0	0.0	0.0	163.5	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1125.9	1904.1	-723.0	0.0	0.0	2010.4	1955.3	0.0	0.0	

Demanda Máxima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, APR 18 2011 14:02
PLAN DE EXPANSIóN DEL SIN JUNIOI - 2011
AñO 2012 ESC MOD DEMANDA MáX-VERANO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0032	37.9	1.0000	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0032	37.9	1.0000	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0035	37.9	1.0000	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	17.7	-0.8	12.0	-5.0	0.9900	17.9	0.9990	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	17.7	-0.8	12.0	-5.0	0.9900	17.9	0.9990	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	20.6	-4.9	12.0	-5.0	1.0000	21.1	0.9727	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	20.6	-4.9	12.0	-5.0	1.0000	21.1	0.9727	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	76.0	-12.5	50.0	-50.0	0.9850	78.2	0.9867	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	76.0	-12.5	50.0	-50.0	0.9850	78.2	0.9867	111.0			64	6
6099	FORG3	13.800	F3	50.0	-14.3	50.0	-50.0	0.9850	52.8	0.9613	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	78.3	16.0	30.0	-25.0	1.0000	79.9	0.9797	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	78.3	8.2	30.0	-25.0	0.9900	79.5	0.9946	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9771	19.6	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9771	19.6	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9771	19.6	0.8832	21.7			61	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	78.6	-12.4	52.4	-48.9	0.9900	80.4	0.9877	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	78.6	-8.7	52.4	-48.9	0.9900	79.9	0.9939	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	7.3	4.9	4.9	-4.1	0.9872	8.9	0.8325	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	-1.1	5.6	-5.6	0.9900	8.4	0.9917	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	-1.1	5.6	-5.6	0.9900	8.4	0.9917	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	-1.1	5.6	-5.6	0.9900	8.4	0.9917	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	-1.1	5.6	-5.6	0.9900	8.4	0.9917	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	-1.1	5.6	-5.6	0.9900	8.4	0.9917	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	-1.1	5.6	-5.6	0.9900	8.4	0.9917	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	-1.1	5.6	-5.6	0.9900	8.4	0.9917	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	-1.1	5.6	-5.6	0.9900	8.4	0.9917	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	-1.1	5.6	-5.6	0.9900	8.4	0.9917	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	-1.1	5.6	-5.6	0.9900	8.4	0.9917	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	-0.5	2.0	-2.0	0.9900	3.7	0.9921	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	-0.5	2.0	-2.0	0.9900	3.7	0.9921	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	-0.5	2.0	-2.0	0.9900	3.7	0.9921	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	-0.5	2.0	-2.0	0.9900	3.7	0.9921	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	-1.0	2.5	-2.5	0.9900	8.4	0.9926	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	-1.0	2.5	-2.5	0.9900	8.4	0.9926	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	-1.0	2.5	-2.5	0.9900	8.4	0.9926	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	-1.0	2.5	-2.5	0.9900	8.4	0.9926	10.9			62	6
6291	TCOG1	13.800	G1	47.0	25.0	25.0	-25.0	0.9808	54.3	0.8829	71.9			62	6
6293	TCOG3	13.800	G3	42.0	25.0	25.0	-35.0	0.9809	49.8	0.8593	70.6			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	3.8	0.3	2.3	-2.3	1.0100	3.8	0.9977	5.7			64	6

6311	ALGA13.8	13.800	A2	3.8	0.3	2.3	-2.3	1.0100	3.8	0.9977	5.7	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	7.0	1.8	4.2	-4.2	1.0100	7.2	0.9673	10.4	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	7.0	1.8	4.2	-4.2	1.0100	7.2	0.9673	10.4	64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	21.0	0.3	10.0	-10.0	1.0000	21.0	0.9999	30.0	64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	21.0	0.3	10.0	-10.0	1.0000	21.0	0.9999	30.0	64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	33.3	-8.1	14.0	-14.0	1.0000	34.2	0.9718	49.0	64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	33.3	-8.1	14.0	-14.0	1.0000	34.2	0.9718	49.0	64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	12.7	-6.2	7.8	-7.0	1.0000	14.1	0.8992	25.0	64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	12.7	-6.2	7.8	-7.0	1.0000	14.1	0.8992	25.0	64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	21.0	-7.5	8.0	-8.0	1.0000	22.3	0.9425	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	21.0	-7.5	8.0	-8.0	1.0000	22.3	0.9425	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	7.5	-0.4	4.9	-4.9	1.0000	7.5	0.9988	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	7.5	-0.4	4.9	-4.9	1.0000	7.5	0.9988	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	4.9	-0.1	3.2	-3.6	1.0000	4.9	0.9998	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	4.9	-0.1	3.2	-3.6	1.0000	4.9	0.9998	7.5	64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0077	1.4	0.9981	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0077	1.4	0.9981	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9703	4.4	0.8824	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	3.8	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	3.9	0.9657	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	3.8	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	3.9	0.9657	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.4	2.0	2.0	-2.0	0.9703	4.0	0.8603	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.1	1.2	1.2	-1.2	0.9572	2.5	0.8692	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.1	1.2	1.2	-1.2	0.9572	2.5	0.8692	3.0	63	6
SUBSYSTEM TOTALS				1228.2	-17.7	685.5	-608.2				1771.9		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, APR 18 2011 14:02
PLAN DE EXPANSIóN DEL SIN JUNIOI - 2011
AñO 2012 ESC MOD DEMANDA MáX-VERANO

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	2.2	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9929	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	9.5	11.0	0.0	1.0100	21.9	0.9034	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	22.8	12.1	15.0	0.0	1.0100	25.6	0.8841	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	3.2	8.0	0.0	1.0100	17.1	0.9826	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	0.5	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9990	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.5	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9989	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	0.5	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9989	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				107.8	28.3	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, APR 18 2011 14:02
PLAN DE EXPANSIóN DEL SIN JUNIOI - 2011
AñO 2012 ESC MOD DEMANDA MáX-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0141	233.24	6011	MDN230	230.00	6	1.0039	230.89
6014	PRO230	230.00	6	1.0124	232.85	6096	FOR230	230.00	6	1.0026	230.59
6100	BAY230	230.00	6	1.0092	232.13	6171	PAC230	230.00	6	1.0007	230.16
6178	EST230	230.00	6	1.0024	230.55	6179	GUA230	230.00	6	1.0024	230.55
6182	VEL230	230.00	6	1.0033	230.76	6260	CHA 230	230.00	6	1.0151	233.48
6263	ESP230	230.00	6	1.0129	232.96	6330	BAI230	230.00	6	1.0119	232.73
6340	CAN 230	230.00	6	1.0076	231.74	6360	GLA230	230.00	6	1.0051	231.18
6363	ZAM230	230.00	6	1.0088	232.02	6366	EVA230	230.00	6	1.0109	232.50
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0086	231.98	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0174	233.99
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0184	234.24						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9868	226.96	6003	PANII230	230.00	6	0.9921	228.18
6005	CHO230	230.00	6	0.9823	225.93	6008	LSA230	230.00	6	0.9961	229.11
6103	COP23O	230.00	6	0.9951	228.87	6105	PAM230	230.00	6	0.9823	225.93
6240	LGU 230	230.00	6	0.9844	226.40	6450	LSA CAP 230	230.00	6	0.9961	229.11
6590	24DIC230	230.00	6	0.9961	229.11						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, APR 18 2011 14:02
PLAN DE EXPANSIóN DEL SIN JUNIOI - 2011
AñO 2012 ESC MOD DEMANDA MáX-VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6009	LSA115	115.00	6	1.0044	115.50	6012	MDN115	115.00	6	1.0169	116.94
6015	PRO115	115.00	6	1.0105	116.21	6059	LM1115	115.00	6	1.0067	115.77
6060	LM2115	115.00	6	1.0067	115.77	6066	FFIELD	115.00	6	1.0014	115.16
6074	LMDIST	115.00	6	1.0067	115.77	6087	CAL115	115.00	6	1.0184	117.12
6088	LES115	115.00	6	1.0192	117.20	6092	LVA115	115.00	6	1.0182	117.09
6123	MIR115	115.00	7	1.0072	115.83	6170	CPA115	115.00	6	1.0014	115.16
6173	STR115	115.00	6	1.0052	115.60	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0006	115.07
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0006	115.07	6261	CHA 115	115.00	6	1.0113	116.31
6270	CAT 115	115.00	6	1.0069	115.79	6280	GIR 115	115.00	6	1.0014	115.16
6290	CATII 11	115.00	6	1.0080	115.92	6331	BAI115	115.00	6	1.0032	115.37
6332	BAM115	115.00	6	1.0061	115.70	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0105	116.21

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9920	114.08	6004	PANII115	115.00	6	0.9948	114.40
6006	CHO115	115.00	6	0.9602	110.42	6018	CAC115	115.00	6	0.9922	114.10
6019	CVI115A	115.00	6	0.9871	113.52	6024	CHI115	115.00	6	0.9894	113.78
6027	LOC115A	115.00	6	0.9859	113.38	6032	MAR115A	115.00	6	0.9852	113.30
6036	SMA115	115.00	6	0.9904	113.90	6040	SFR115	115.00	6	0.9841	113.17
6047	CLA115	115.00	6	0.9840	113.16	6055	MOS115B	115.00	6	0.9891	113.75
6057	TOC115	115.00	6	0.9926	114.15	6210	TIN115	115.00	6	0.9888	113.71
6211	PM115-9	115.00	6	0.9891	113.74	6230	CBA115	115.00	6	0.9850	113.27
6350	PM115-8	115.00	6	0.9890	113.73	6580	LBO115	115.00	6	0.9867	113.47

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, APR 18 2011 14:02
PLAN DE EXPANSIóN DEL SIN JUNIOI - 2011
AñO 2012 ESC MOD DEMANDA MáX-VERANO
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X-- FROM BUS				X-- TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	49.3	50.0	98.5	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	49.3	50.0	98.5	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	62.2	60.0	103.6	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	62.2	60.0	103.6	--	--	--	--
6210	TIN115	115.00*	6	3WNDTR	TIN T1	WND 2	6	T1	43.2	42.0	102.8	--	--	--	--
6240	LGU 230	230.00*	6	6241	LGU 34	34.500	6	T1	49.1	50.0	98.2	--	--	--	--

---

OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

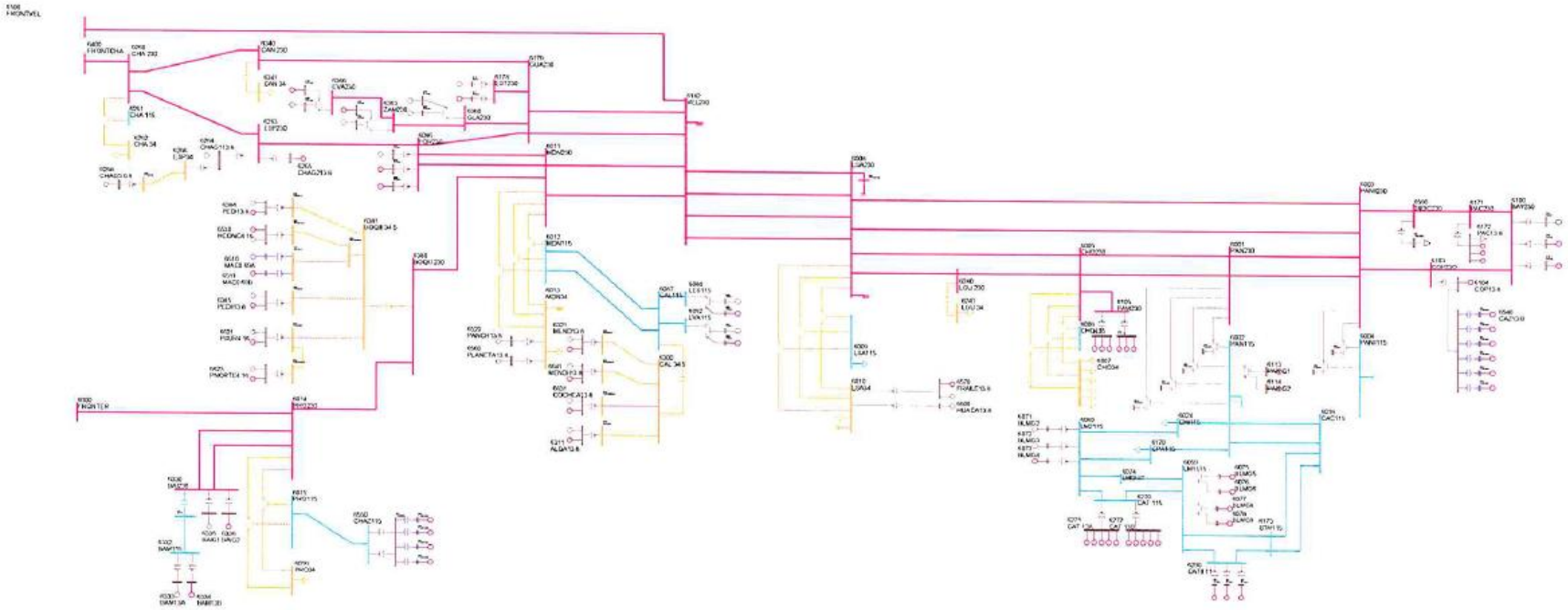
X-- FROM BUS				X-- TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, APR 18 2011 14:02
PLAN DE EXPANSIóN DEL SIN JUNIOI - 2011 AREA TOTALS
AñO 2012 ESC MOD DEMANDA MáX-VERANO IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1123.2	1092.8	0.0	0.0	0.0	0.0	30.4	0.0	0.0	0.0
GUATEMAL	201.5	340.6	-66.8	0.0	0.0	312.1	306.0	-66.3	-66.3	
2	1000.7	978.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.7	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	231.2	325.2	-152.1	0.0	0.0	244.2	225.8	76.5	76.5	
3	1036.0	1008.0	0.0	0.0	0.0	0.0	28.0	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	351.4	341.6	-36.6	0.0	0.0	336.0	358.4	24.0	24.0	
4	490.7	481.7	0.0	0.0	0.0	0.0	9.1	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	51.3	189.9	-9.4	0.0	0.0	178.7	122.1	-72.6	-72.6	
5	1342.0	1319.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.7	-0.7	-0.7	0.0
COSTA RI	235.4	497.4	-232.7	0.0	0.0	475.9	375.4	71.3	71.3	
6	1228.2	1241.5	0.0	0.0	0.0	0.0	45.7	-59.0	-59.0	-60.0
PANAMA	-17.7	217.5	-230.4	0.0	0.0	464.0	511.4	-52.2	-52.2	
7	107.8	44.4	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	59.8	59.8	60.0
ACANAL	28.3	7.8	-15.8	0.0	0.0	0.0	17.2	19.2	19.2	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6328.6	6165.4	0.0	0.0	0.0	0.0	163.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1081.5	1919.9	-743.9	0.0	0.0	2010.8	1916.2	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, APR 18 2011 14:19
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE REGIONAL - DEMANDA MINIMA EPOCA - LLUVIOSA 2012

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	3.0	15.0	0.0	1.0100	37.7	0.9970	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	3.0	15.0	0.0	1.0100	37.7	0.9970	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	0.5	12.0	-5.0	0.9900	22.7	0.9997	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-5.0	12.0	-5.0	0.9959	26.6	0.9820	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	62.0	-22.8	50.0	-50.0	0.9900	66.7	0.9386	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	56.4	24.1	30.0	-25.0	1.0100	60.7	0.9199	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	8.7	29.0	-29.0	1.0100	57.1	0.9884	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-9.3	52.4	-48.9	1.0100	99.0	0.9957	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	1.6	2.3	-2.3	1.0100	5.1	0.9482	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9981	9.8	0.9060	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	-0.1	10.0	-10.0	1.0100	26.3	1.0000	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-12.5	14.0	-14.0	1.0100	43.5	0.9588	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0102	13.8	0.8649	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0102	13.8	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0140	17.3	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0138	27.4	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.3	4.9	-4.9	1.0000	9.6	0.9910	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-0.9	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9890	7.5			64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0059	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9232	5.6	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.3	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.9015	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9232	5.1	0.9058	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9711	2.9	0.9118	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	0.0	0.0	0.0	0.9704	4.9	1.0000	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-2.2	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9092	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.8851	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0116	7.9	0.8877	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0126	4.1	0.8916	4.1			64	6
SUBSYSTEM TOTALS				616.8	-38.4	309.3	-253.2				801.6				

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	1.3	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9975	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.7	11.0	0.0	1.0100	21.6	0.9163	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	1.8	14.3	15.0	0.0	1.0100	14.3	0.1270	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	2.2	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9921	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.0	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9951	13.0			65	7

```
  6135 MAD6B       6.9000 G2    10.0     0.9     6.0    -6.0 1.0100     9.9  0.9961    13.0                        65    7
  6136 MAD6C       6.9000 G3    10.0     0.9     6.0    -6.0 1.0100     9.9  0.9961    13.0                        65    7
SUBSYSTEM TOTALS                86.8    29.3    60.0   -18.0                          167.9
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, APR 18 2011 14:19
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE REGIONAL - DEMANDA MINIMA EPOCA - LLUVIOSA 2012

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0311	237.16	6008	LSA230	230.00	6	1.0060	231.38
6011	MDN230	230.00	6	1.0158	233.64	6014	PRO230	230.00	6	1.0287	236.59
6096	FOR230	230.00	6	1.0177	234.06	6100	BAY230	230.00	6	1.0067	231.54
6178	EST230	230.00	6	1.0173	233.98	6179	GUA230	230.00	6	1.0174	233.99
6182	VEL230	230.00	6	1.0152	233.49	6260	CHA 230	230.00	6	1.0337	237.75
6263	ESP230	230.00	6	1.0322	237.40	6330	BAI230	230.00	6	1.0282	236.49
6340	CAN 230	230.00	6	1.0245	235.64	6360	GLA230	230.00	6	1.0200	234.60
6363	ZAM230	230.00	6	1.0224	235.16	6366	EVA230	230.00	6	1.0238	235.47
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0220	235.06	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0353	238.13
6450	LSA CAP 230	230.00	6	1.0060	231.38	6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0370	238.52

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9906	227.83	6003	PANII230	230.00	6	0.9942	228.67
6005	CHO230	230.00	6	0.9905	227.83	6103	COP23O	230.00	6	0.9966	229.22
6105	PAM230	230.00	6	0.9905	227.83	6171	PAC230	230.00	6	0.9977	229.48
6240	LGU 230	230.00	6	0.9996	229.90	6590	24DIC230	230.00	6	0.9958	229.04

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, APR 18 2011 14:19
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE REGIONAL - DEMANDA MINIMA EPOCA - LLUVIOSA 2012

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

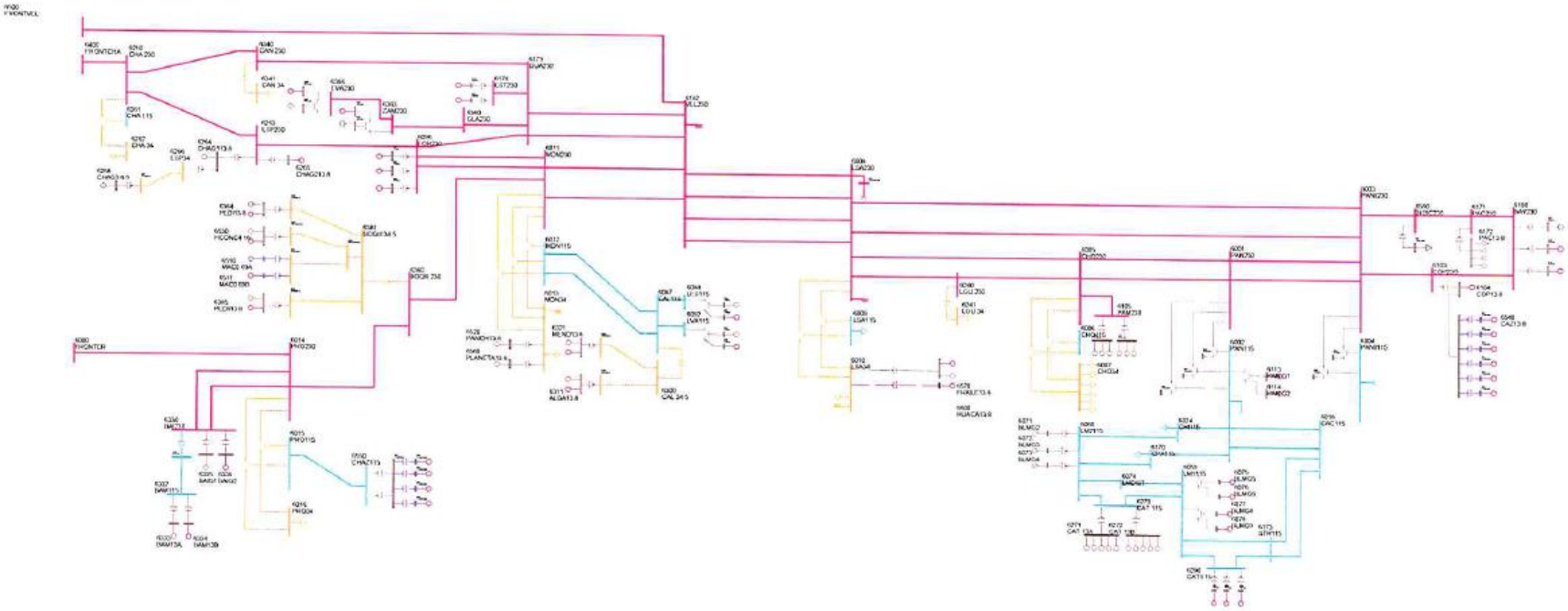
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0076	115.88	6004	PANII115	115.00	6	1.0080	115.92
6009	LSA115	115.00	6	1.0210	117.42	6012	MDN115	115.00	6	1.0129	116.49
6015	PRO115	115.00	6	1.0268	118.08	6018	CAC115	115.00	6	1.0076	115.87
6019	CVI115A	115.00	6	1.0035	115.40	6024	CHI115	115.00	6	1.0015	115.17
6027	LOC115A	115.00	6	1.0032	115.36	6032	MAR115A	115.00	6	1.0006	115.07
6036	SMA115	115.00	6	1.0064	115.74	6040	SFR115	115.00	6	1.0020	115.23
6055	MOS115B	115.00	6	1.0056	115.64	6057	TOC115	115.00	6	1.0060	115.69

```
  6059 LM1115      115.00    6 1.0069 115.80      6060 LM2115      115.00    6 1.0069 115.80
  6066 FFIELD      115.00    6 1.0077 115.88      6074 LMDIST      115.00    6 1.0069 115.79
  6087 CAL115      115.00    6 1.0148 116.71      6088 LES115      115.00    6 1.0156 116.79
  6092 LVA115      115.00    6 1.0147 116.70      6123 MIR115      115.00    7 1.0201 117.31
  6170 CPA115      115.00    6 1.0067 115.77      6173 STR115      115.00    6 1.0072 115.83
  6174 PM115-1A    115.00    6 1.0080 115.92      6175 PM115-2A    115.00    6 1.0080 115.92
  6210 TIN115      115.00    6 1.0055 115.64      6211 PM115-9     115.00    6 1.0057 115.66
  6230 CBA115      115.00    6 1.0026 115.30      6261 CHA 115     115.00    6 1.0302 118.47
  6270 CAT 115     115.00    6 1.0069 115.80      6280 GIR 115     115.00    6 1.0067 115.77
  6290 CATII 11    115.00    6 1.0070 115.80      6331 BAI115      115.00    6 1.0225 117.59
  6332 BAM115      115.00    6 1.0234 117.69      6350 PM115-8     115.00    6 1.0042 115.48
  6550 CHAZ115     115.00    6 1.0268 118.08      6580 LBO115      115.00    6 1.0032 115.37


BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:
  BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
  6006 CHO115      115.00    6 0.9776 112.43      6047 CLA115      115.00    6 0.9979 114.76
```

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, APR 18 2011  14:19
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE REGIONAL - DEMANDA MINIMA EPOCA - LLUVIOSA 2012
                      OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
  BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, APR 18 2011  14:19
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE REGIONAL - DEMANDA MINIMA EPOCA - LLUVIOSA 2012
                      OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
  BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
                                 * NONE *
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, APR 18 2011  14:19
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL                                  AREA TOTALS
BASE REGIONAL - DEMANDA MINIMA EPOCA - LLUVIOSA 2012              IN MW/MVAR
               FROM  TO LOAD             TO                              -NET INTERCHANGE-
              GENE- ASSIGNED   TO BUS  GNE BUS  TO LINE     FROM     TO     TO TIE  TO TIES  DESIRED
X-- AREA --X  RATION  TO AREA    SHUNT  DEVICES    SHUNT CHARGING   LOSSES    LINES  + LOADS  NET INT
```

1	748.1	724.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.6	8.5	8.5	8.5
GUATEMAL	-4.7	99.8	78.0	0.0	0.0	316.3	203.7	-69.9	-69.9	
2	460.1	453.5	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	-0.1	-0.1	0.0
SALVADOR	1.4	121.8	0.0	0.0	0.0	253.0	84.3	48.2	48.2	
3	454.7	446.2	0.0	0.0	0.0	0.0	8.6	-0.1	-0.1	0.0
HONDURAS	16.5	145.3	41.1	0.0	0.0	366.0	120.6	75.5	75.5	
4	268.4	265.5	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-115.3	105.2	18.3	0.0	0.0	189.7	42.5	-91.6	-91.6	
5	662.1	656.4	0.0	0.0	0.0	0.0	5.8	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	-57.8	271.2	-35.1	0.0	0.0	494.8	123.7	77.1	77.1	
6	616.8	662.1	0.0	0.0	0.0	0.0	23.1	-68.4	-68.4	-68.5
PANAMA	-38.4	240.3	2.0	0.0	0.0	474.0	255.2	-61.9	-61.9	
7	86.8	23.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	60.1	60.1	60.0
ACANAL	29.3	8.6	-15.9	0.0	0.0	0.0	14.0	22.6	22.6	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	3297.1	3231.5	0.0	0.0	0.0	0.0	65.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-168.9	992.3	88.5	0.0	0.0	2093.7	844.0	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, APR 18 2011 14:27
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA SECA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÍNIMA DE VERANO PMA MANDANDO
AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.5	15.0	0.0	1.0000	38.0	0.9992	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.5	15.0	0.0	1.0000	38.0	0.9992	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.4	15.0	0.0	1.0000	38.0	0.9993	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	17.7	-4.6	12.0	-5.0	0.9800	18.7	0.9680	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	20.5	-5.0	12.0	-5.0	1.0038	21.1	0.9717	27.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	63.9	-6.3	30.0	-25.0	0.9800	65.5	0.9952	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.2	6.6	9.0	0.0	0.9800	16.9	0.9171	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.2	6.6	9.0	0.0	0.9800	16.9	0.9171	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.2	6.6	9.0	0.0	0.9800	16.9	0.9171	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.2	8.1	9.0	0.0	0.9900	17.4	0.8827	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.2	8.1	9.0	0.0	0.9900	17.4	0.8827	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M6	15.2	8.1	9.0	0.0	0.9900	17.4	0.8827	20.7			63	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9898	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9898	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9898	19.4	0.8832	21.7			61	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	78.6	-33.3	52.4	-48.9	0.9800	87.1	0.9208	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	7.3	4.9	4.9	-4.1	0.9774	9.0	0.8325	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9991	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9991	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9991	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9991	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9991	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9991	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9991	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9991	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9991	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9991	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	-1.3	2.0	-2.0	0.9900	3.9	0.9461	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	-1.3	2.0	-2.0	0.9900	3.9	0.9461	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	0.0	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	0.0	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	0.0	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	0.0	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	3.8	-0.4	2.3	-2.3	0.9900	3.9	0.9952	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	7.0	-2.1	4.2	-4.2	0.9900	7.4	0.9599	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	21.0	-5.0	10.0	-10.0	0.9800	22.0	0.9728	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	33.3	-14.0	14.0	-14.0	1.0134	35.6	0.9217	49.0			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	12.7	-7.0	7.8	-7.0	1.0279	14.1	0.8754	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	21.0	-8.0	8.0	-8.0	1.0275	21.9	0.9345	33.0			64	6

6384	PEDI13.8	13.800	G1	7.5	-4.9	4.9	-4.9	0.9993	9.0	0.8384	12.5		64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	4.9	-3.6	3.2	-3.6	1.0013	6.0	0.8059	7.5		64	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0119	1.4	0.9981	2.1		64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9324	4.6	0.8824	6.2		64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	3.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0057	4.5	0.8324	5.6		64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.4	2.0	2.0	-2.0	0.9324	4.2	0.8603	4.9		64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.1	1.2	1.2	-1.2	0.9307	2.5	0.8692	3.0		63	6
SUBSYSTEM TOTALS				693.1	-10.2	370.2	-252.7				962.6			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, APR 18 2011 14:27
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA SECA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÍNIMA DE VERANO PMA MANDANDO
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	3.5	8.0	0.0	1.0000	18.3	0.9816	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	10.5	11.0	0.0	1.0000	22.6	0.8861	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	-10.6	15.0	15.0	0.0	0.9909	18.5	-0.5777	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	4.8	8.0	0.0	1.0000	17.7	0.9620	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0000	10.1	0.9916	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0000	10.1	0.9936	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0000	10.1	0.9936	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				74.4	37.4	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, APR 18 2011 14:27
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA SECA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÍNIMA DE VERANO PMA MANDANDO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0360	238.29	6001	PAN230	230.00	6	1.0063	231.45
6003	PANII230	230.00	6	1.0101	232.32	6005	CHO230	230.00	6	1.0146	233.35
6008	LSA230	230.00	6	1.0187	234.29	6011	MDN230	230.00	6	1.0281	236.47
6014	PRO230	230.00	6	1.0341	237.84	6096	FOR230	230.00	6	1.0320	237.35
6100	BAY230	230.00	6	1.0165	233.78	6103	COP23O	230.00	6	1.0115	232.65
6105	PAM230	230.00	6	1.0147	233.39	6171	PAC230	230.00	6	1.0159	233.66
6178	EST230	230.00	6	1.0330	237.60	6179	GUA230	230.00	6	1.0330	237.60
6182	VEL230	230.00	6	1.0295	236.79	6240	LGU 230	230.00	6	1.0160	233.67
6260	CHA 230	230.00	6	1.0347	237.98	6263	ESP230	230.00	6	1.0314	237.23
6330	BAI230	230.00	6	1.0330	237.59	6340	CAN 230	230.00	6	1.0354	238.14
6360	GLA230	230.00	6	1.0344	237.91	6363	ZAM230	230.00	6	1.0361	238.31
6366	EVA230	230.00	6	1.0371	238.54	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0306	237.03
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0354	238.14	6450	LSA CAP 230	230.00	6	1.0187	234.29
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0421	239.69	6590	24DIC230	230.00	6	1.0128	232.95

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000: * NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, APR 18 2011 14:27
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA SECA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÍNIMA DE VERANO PMA MANDANDO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0063	115.73	6004	PANII115	115.00	6	1.0054	115.63
6009	LSA115	115.00	6	1.0132	116.51	6012	MDN115	115.00	6	1.0236	117.72
6015	PRO115	115.00	6	1.0322	118.70	6018	CAC115	115.00	6	1.0062	115.71
6019	CVI115A	115.00	6	1.0006	115.07	6027	LOC115A	115.00	6	1.0009	115.10
6036	SMA115	115.00	6	1.0051	115.58	6055	MOS115B	115.00	6	1.0055	115.63
6057	TOC115	115.00	6	1.0043	115.49	6059	LM1115	115.00	6	1.0002	115.02
6060	LM2115	115.00	6	1.0003	115.03	6074	LMDIST	115.00	6	1.0002	115.02
6087	CAL115	115.00	6	1.0214	117.46	6088	LES115	115.00	6	1.0210	117.41
6092	LVA115	115.00	6	1.0212	117.44	6123	MIR115	115.00	7	1.0156	116.80
6170	CPA115	115.00	6	1.0024	115.28	6173	STR115	115.00	6	1.0006	115.07
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0042	115.48	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0042	115.48
6210	TIN115	115.00	6	1.0049	115.56	6211	PM115-9	115.00	6	1.0053	115.61
6261	CHA 115	115.00	6	1.0310	118.57	6270	CAT 115	115.00	6	1.0004	115.05
6280	GIR 115	115.00	6	1.0027	115.31	6290	CATII 11	115.00	6	1.0002	115.03
6331	BAI115	115.00	6	1.0230	117.65	6332	BAM115	115.00	6	1.0196	117.25
6350	PM115-8	115.00	6	1.0031	115.35	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0322	118.70
6580	LBO115	115.00	6	1.0003	115.04						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9986	114.84	6024	CHI115	115.00	6	0.9970	114.65
6032	MAR115A	115.00	6	0.9997	114.97	6040	SFR115	115.00	6	0.9988	114.86
6047	CLA115	115.00	6	0.9932	114.22	6066	FFIELD	115.00	6	0.9990	114.89
6230	CBA115	115.00	6	0.9998	114.98						

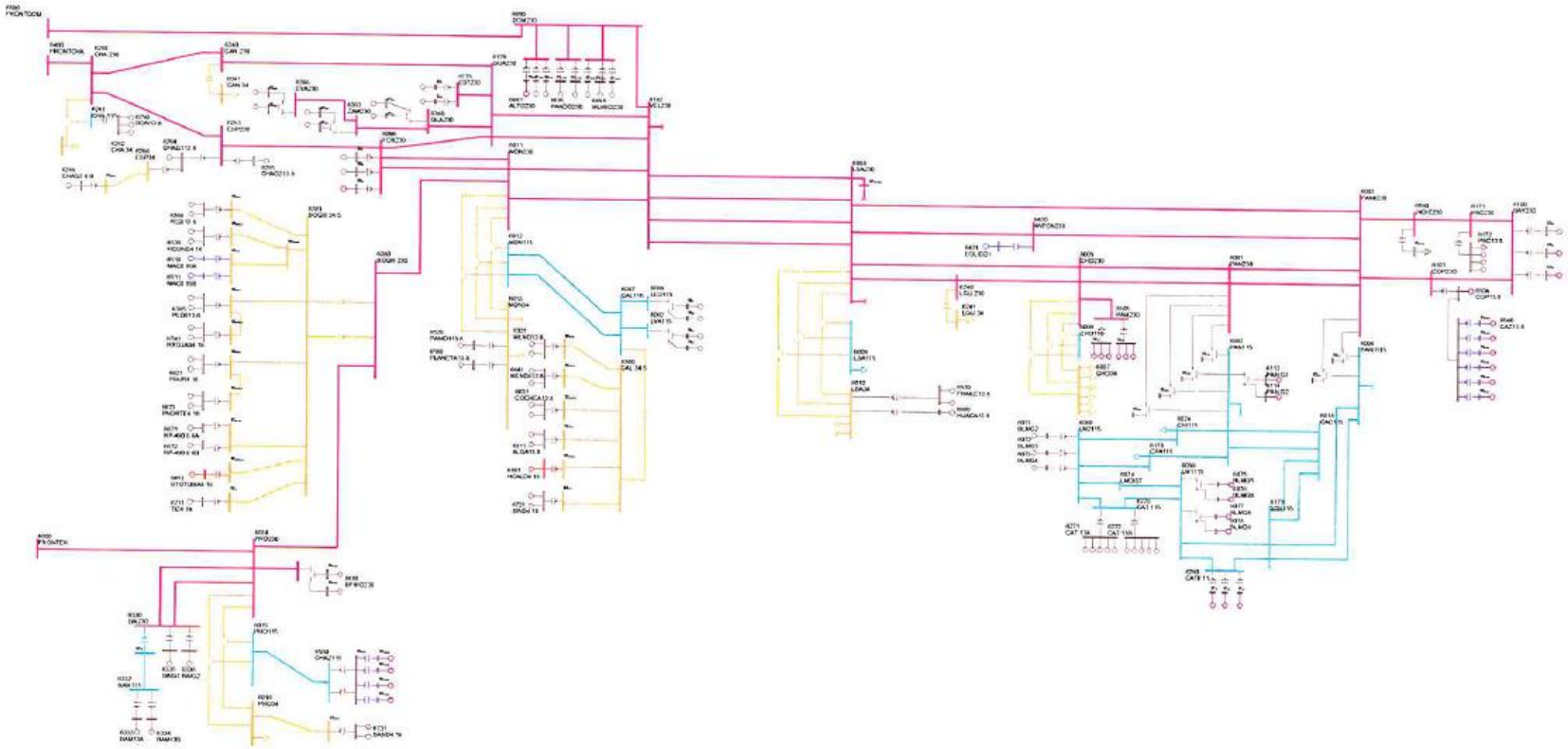
```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, APR 18 2011  14:27
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA SECA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÍNIMA DE VERANO PMA MANDANDO
                        OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                  * NONE *

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, APR 18 2011  14:27
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA SECA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÍNIMA PMA MANDANDO
                        OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                  * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, APR 18 2011 14:27
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
EPOCA SECA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÍNIMA DE VERANO PMA MANDANDO

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	671.3	707.7	0.0	0.0	0.0	0.0	13.5	-50.0	-50.0	-50.0
GUATEMAL	-12.4	99.0	76.8	0.0	0.0	321.9	184.2	-50.4	-50.4	
2	459.1	453.5	0.0	0.0	0.0	0.0	5.9	-0.3	-0.3	0.0
SALVADOR	11.0	121.8	0.0	0.0	0.0	250.9	79.4	60.5	60.5	
3	486.4	474.7	0.0	0.0	0.0	0.0	11.7	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	25.3	155.3	40.3	0.0	0.0	358.9	147.6	41.1	41.1	
4	269.2	265.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-87.0	105.0	17.5	0.0	0.0	185.1	49.9	-74.3	-74.3	
5	675.3	664.8	0.0	0.0	0.0	0.0	10.5	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	-18.2	277.0	-35.0	0.0	0.0	488.2	177.2	50.8	50.8	
6	693.1	682.9	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	2.9	2.9	3.0
PANAMA	-10.2	247.8	121.0	0.0	0.0	485.4	150.2	-43.8	-43.8	
7	74.4	24.4	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6	47.3	47.3	47.0
ACANAL	37.4	8.9	0.0	0.0	0.0	0.0	12.3	16.2	16.2	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	3328.8	3273.0	0.0	0.0	0.0	0.0	55.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-54.1	1014.8	220.7	0.0	0.0	2090.4	800.8	0.0	0.0	

Año 2013

Demanda Máxima de Inverno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 06 2011 18:22
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	7.0	15.0	0.0	1.0200	37.9	0.9835	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	7.0	15.0	0.0	1.0200	37.9	0.9835	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.4	15.0	0.0	1.0100	37.7	0.9981	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.6	12.0	-5.0	1.0100	22.5	0.9875	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.6	12.0	-5.0	1.0100	22.5	0.9875	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.1	12.0	-5.0	1.0100	26.0	0.9928	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.1	12.0	-5.0	1.0100	26.0	0.9928	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	65.0	2.0	50.0	-50.0	1.0100	64.4	0.9995	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	65.0	-20.3	50.0	-50.0	0.9850	69.1	0.9545	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	84.8	11.5	30.0	-25.0	1.0100	84.7	0.9909	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9958	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9958	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9958	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	12.0	29.0	-29.0	1.0200	57.1	0.9787	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	12.0	29.0	-29.0	1.0200	57.1	0.9787	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	2.3	52.4	-48.9	1.0200	97.7	0.9997	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	5.7	52.4	-48.9	1.0200	97.8	0.9984	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0165	10.3	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9962	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9962	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9962	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9962	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9965	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9965	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9965	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9965	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	0.2	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9986	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	0.2	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9986	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.4	1.4	4.2	-4.2	1.0000	8.6	0.9859	10.4			64	6

6321	MEND13.8	13.800	M2	8.4	1.4	4.2	-4.2	1.0000	8.6	0.9859	10.4	64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.8	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9978	30.0	64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.8	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9978	30.0	64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-5.7	14.0	-14.0	1.0100	42.1	0.9910	49.0	64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-5.7	14.0	-14.0	1.0100	42.1	0.9910	49.0	64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-1.9	7.8	-7.0	1.0100	12.1	0.9874	14.1	64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-1.9	7.8	-7.0	1.0100	12.1	0.9874	14.1	64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-5.4	7.8	-7.0	1.0100	16.8	0.9473	25.0	64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-5.4	7.8	-7.0	1.0100	16.8	0.9473	25.0	64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-7.1	8.0	-8.0	1.0100	27.3	0.9662	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-7.1	8.0	-8.0	1.0100	27.3	0.9662	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-2.1	4.9	-4.9	1.0000	9.7	0.9754	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-2.1	4.9	-4.9	1.0000	9.7	0.9754	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-3.3	3.2	-3.6	1.0000	7.0	0.8812	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	-3.3	3.2	-3.6	1.0000	7.0	0.8812	7.5	64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0164	59.9	0.9850	152.3	63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0151	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0151	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9710	5.3	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0030	5.4	0.8851	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0030	5.4	0.8851	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9710	4.9	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9782	2.9	0.9122	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9782	2.9	0.9122	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9782	5.4	0.9084	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0177	5.3	0.8851	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0177	5.3	0.8851	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	2.2	2.5	-2.5	1.0200	5.1	0.9078	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	2.2	2.5	-2.5	1.0200	5.1	0.9078	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.8	0.8	3.7	-3.7	1.0200	6.7	0.9926	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.8	0.8	3.7	-3.7	1.0200	6.7	0.9926	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.5	1.8	1.9	-1.9	1.0200	3.8	0.8860	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.5	1.8	1.9	-1.9	1.0200	3.8	0.8860	4.1	64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0086	5.3	0.8851	5.6	64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.6	-2.0	2.0	-2.0	1.0400	3.9	0.8793	4.4	64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.9	2.3	-2.6	1.0200	6.7	0.9916	7.5	64	6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.9	2.3	-2.6	1.0200	6.7	0.9916	7.5	64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-1.2	8.0	-8.0	1.0200	26.1	0.9991	33.0	64	6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-1.2	8.0	-8.0	1.0200	26.1	0.9991	33.0	64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0110	23.2	0.9074	24.9	64	6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-5.3	9.9	-9.9	1.0000	21.9	0.9708	24.9	64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-2.5	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9874	18.5	64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-2.5	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9874	18.5	64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-2.4	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9891	18.5	64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-2.4	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9891	18.5	64	6

6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	-2.4	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9891	18.5		64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	-2.3	2.3	-2.3	1.0035	4.9	0.8892	5.2		64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0386	5.0	0.8744	5.6		64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0386	5.0	0.8744	5.6		64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0039	4.8	0.8892	5.0		64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0039	5.2	0.9074	5.0		64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	2.1	2.1	-2.1	1.0148	4.5	0.8892	4.8		64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	2.1	2.1	-2.1	1.0148	4.5	0.8892	4.8		64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	0.6	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9984	35.3		64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	0.6	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9984	35.3		64	6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	0.6	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9984	35.3		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1622.3	16.7	799.5	-693.8				2170.8			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 06 2011 18:22
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	2.1	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9931	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	9.5	11.0	0.0	1.0100	21.9	0.9040	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	25.1	11.8	15.0	0.0	1.0100	27.4	0.9055	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	3.2	8.0	0.0	1.0100	17.1	0.9830	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9920	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9939	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9939	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.1	30.0	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 06 2011 18:22
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0203	234.67	6001	PAN230	230.00	6	1.0058	231.33
6003	PANII230	230.00	6	1.0146	233.36	6008	LSA230	230.00	6	1.0067	231.54
6011	MDN230	230.00	6	1.0094	232.17	6014	PRO230	230.00	6	1.0191	234.39
6096	FOR230	230.00	6	1.0103	232.37	6100	BAY230	230.00	6	1.0262	236.03
6103	COP23O	230.00	6	1.0169	233.88	6171	PAC230	230.00	6	1.0217	234.99
6178	EST230	230.00	6	1.0079	231.82	6179	GUA230	230.00	6	1.0079	231.83
6182	VEL230	230.00	6	1.0057	231.32	6260	CHA 230	230.00	6	1.0239	235.50
6263	ESP230	230.00	6	1.0267	236.15	6330	BAI230	230.00	6	1.0192	234.41
6340	CAN 230	230.00	6	1.0145	233.35	6360	GLA230	230.00	6	1.0128	232.95
6363	ZAM230	230.00	6	1.0178	234.09	6366	EVA230	230.00	6	1.0205	234.72
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0149	233.42	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0232	235.35
6430	ANTON230	230.00	6	1.0175	234.02	6450	LSA CAP 230	230.00	6	1.0067	231.54
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0260	235.98	6590	24DIC230	230.00	6	1.0179	234.12
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0222	235.12	6690	DOM230	230.00	6	1.0263	236.05
6691	ALTO230	230.00	6	1.0291	236.68	6695	PANDO230	230.00	6	1.0264	236.07
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0263	236.05						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9953	228.93	6105	PAM230	230.00	6	0.9953	228.93
6240	LGU 230	230.00	6	0.9967	229.24						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 06 2011 18:22
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0075	115.86	6004	PANII115	115.00	6	1.0087	116.00
6009	LSA115	115.00	6	1.0241	117.77	6012	MDN115	115.00	6	1.0186	117.14
6015	PRO115	115.00	6	1.0142	116.64	6018	CAC115	115.00	6	1.0073	115.84
6019	CVI115A	115.00	6	1.0025	115.29	6027	LOC115A	115.00	6	1.0005	115.05
6036	SMA115	115.00	6	1.0059	115.68	6055	MOS115B	115.00	6	1.0058	115.66
6057	TOC115	115.00	6	1.0056	115.64	6059	LM1115	115.00	6	1.0081	115.93
6060	LM2115	115.00	6	1.0082	115.94	6066	FFIELD	115.00	6	1.0071	115.81
6074	LMDIST	115.00	6	1.0081	115.93	6087	CAL115	115.00	6	1.0235	117.70
6088	LES115	115.00	6	1.0261	118.00	6092	LVA115	115.00	6	1.0235	117.71
6123	MIR115	115.00	7	1.0194	117.23	6170	CPA115	115.00	6	1.0083	115.96
6173	STR115	115.00	6	1.0081	115.93	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0087	116.00
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0087	116.00	6210	TIN115	115.00	6	1.0051	115.58
6211	PM115-9	115.00	6	1.0055	115.63	6261	CHA 115	115.00	6	1.0189	117.18
6270	CAT 115	115.00	6	1.0083	115.95	6280	GIR 115	115.00	6	1.0085	115.98
6290	CATII 11	115.00	6	1.0081	115.93	6331	BAI115	115.00	6	1.0080	115.92
6332	BAM115	115.00	6	1.0121	116.40	6350	PM115-8	115.00	6	1.0034	115.39
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0142	116.64	6580	LBO115	115.00	6	1.0022	115.25

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

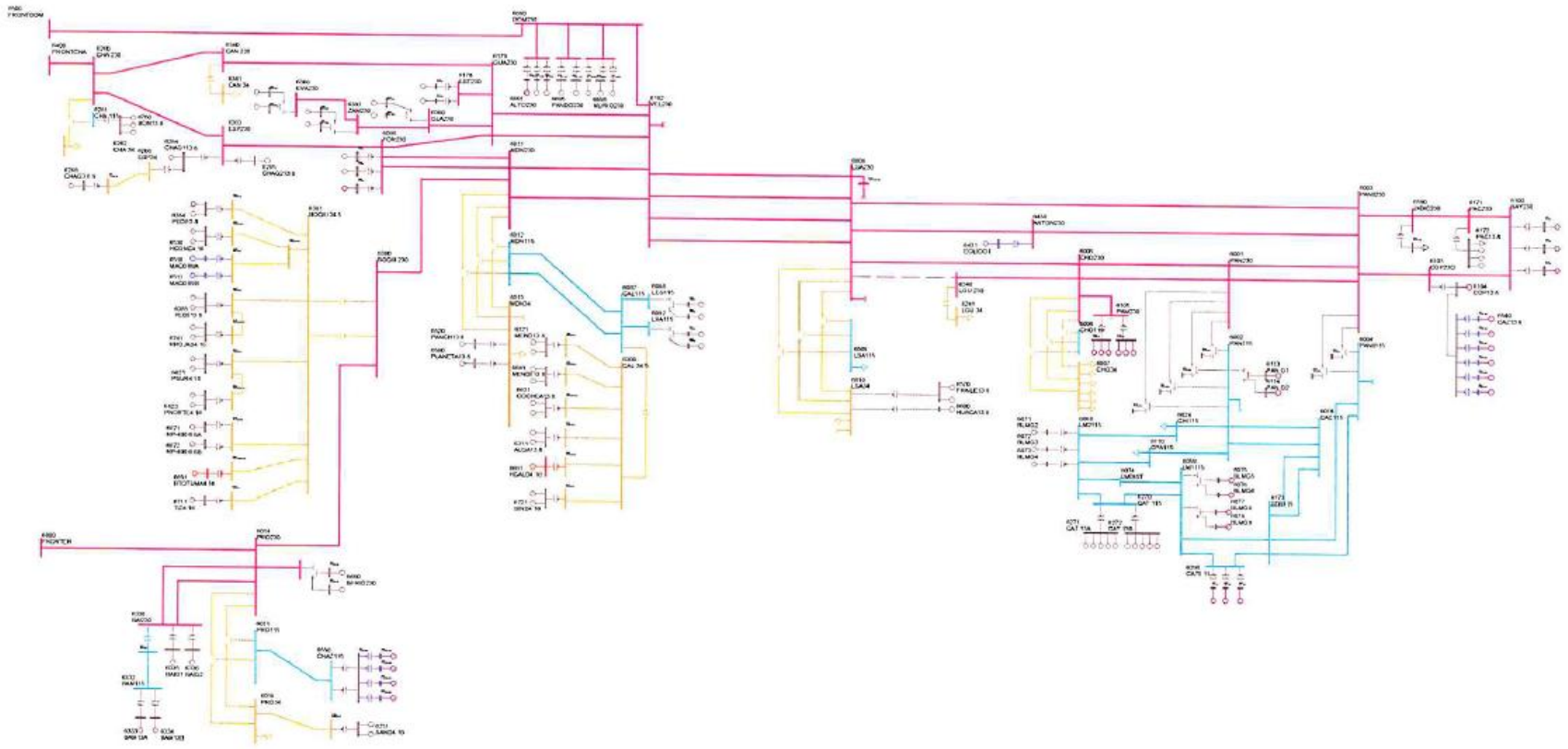
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9831	113.06	6024	CHI115	115.00	6	0.9981	114.78
6032	MAR115A	115.00	6	0.9989	114.88	6040	SFR115	115.00	6	0.9986	114.84
6047	CLA115	115.00	6	0.9928	114.17	6230	CBA115	115.00	6	0.9995	114.94

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 06 2011  18:22
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T3       WND 2     6  T3    44.9    47.0    95.5    --      --      --      --
   6060 LM2115      115.00     6   6074 LMDIST      115.00*    6  26    87.7    90.6    96.8    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.1    54.0    98.4    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 06 2011  18:22
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 06 2011 18:22
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	906.3	1184.2	0.0	0.0	0.0	0.0	22.0	-300.0	-300.0	-300.0
GUATEMAL	237.5	342.4	212.4	0.0	0.0	577.6	247.0	13.4	13.4	
2	1046.1	1012.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.1	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	309.8	336.5	-158.1	0.0	0.0	240.8	313.7	58.5	58.5	
3	1096.2	1056.7	0.0	0.0	0.0	0.0	39.5	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	451.0	346.4	-27.9	0.0	0.0	349.1	465.1	16.4	16.4	
4	508.4	489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	18.7	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	81.7	193.1	-8.0	0.0	0.0	186.0	190.0	-107.4	-107.4	
5	1305.5	1280.1	0.0	0.0	0.0	0.0	25.4	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	129.9	509.8	-231.4	0.0	0.0	552.4	333.2	70.7	70.7	
6	1622.3	1306.7	0.0	0.0	0.0	0.0	75.5	240.1	240.1	240.0
PANAMA	16.7	228.9	-403.8	0.0	0.0	498.5	763.0	-72.9	-72.9	
7	110.1	46.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	59.9	59.9	60.0
ACANAL	30.0	8.2	-15.7	0.0	0.0	0.0	16.2	21.3	21.3	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6594.9	6376.1	0.0	0.0	0.0	0.0	218.8	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1256.6	1965.4	-632.6	0.0	0.0	2404.4	2328.2	0.0	0.0	

Contingencia 2: Llano Sánchez – Las Guías



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 9:54
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 2

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	8.9	15.0	0.0	1.0200	38.3	0.9735	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	8.9	15.0	0.0	1.0200	38.3	0.9735	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	4.4	15.0	0.0	1.0100	37.9	0.9934	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.4	12.0	-5.0	1.0100	22.6	0.9812	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.4	12.0	-5.0	1.0100	22.6	0.9812	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.2	12.0	-5.0	1.0100	25.9	0.9964	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.2	12.0	-5.0	1.0100	25.9	0.9964	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	65.0	6.9	50.0	-50.0	1.0100	64.7	0.9944	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	65.0	-15.5	50.0	-50.0	0.9850	67.9	0.9726	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	48.1	25.4	30.0	-25.0	1.0100	53.8	0.8843	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	48.1	17.3	30.0	-25.0	1.0000	51.1	0.9407	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9690	19.8	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9690	19.8	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9690	19.8	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	13.0	29.0	-29.0	1.0200	57.3	0.9750	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	13.0	29.0	-29.0	1.0200	57.3	0.9750	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	4.3	52.4	-48.9	1.0200	97.7	0.9991	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	7.6	52.4	-48.9	1.0200	97.9	0.9971	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0165	10.3	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.0	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.0	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.0	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.0	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.0	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.0	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.0	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.0	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.0	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.0	5.6	-5.6	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9996	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9996	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9996	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9996	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9997	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9997	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9997	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9997	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	0.3	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9983	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	0.3	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9983	5.7			64	6

6321	MEND13.8	13.800	M1	8.4	1.6	4.2	-4.2	1.0000	8.6	0.9823	10.4	64 6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.4	1.6	4.2	-4.2	1.0000	8.6	0.9823	10.4	64 6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	2.0	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9973	30.0	64 6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	2.0	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9973	30.0	64 6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-4.3	14.0	-14.0	1.0100	41.9	0.9948	49.0	64 6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-4.3	14.0	-14.0	1.0100	41.9	0.9948	49.0	64 6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	1.8	7.8	-7.0	1.0100	12.1	0.9892	14.1	64 6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	1.8	7.8	-7.0	1.0100	12.1	0.9892	14.1	64 6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-2.1	7.8	-7.0	1.0100	16.0	0.9915	25.0	64 6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-2.1	7.8	-7.0	1.0100	16.0	0.9915	25.0	64 6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-4.0	8.0	-8.0	1.0100	26.6	0.9891	33.0	64 6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-4.0	8.0	-8.0	1.0100	26.6	0.9891	33.0	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.7	4.9	-4.9	1.0000	9.7	0.9843	12.5	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-1.7	4.9	-4.9	1.0000	9.7	0.9843	12.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-2.9	3.2	-3.6	1.0000	6.8	0.9069	7.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	-2.9	3.2	-3.6	1.0000	6.8	0.9069	7.5	64 6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	10.5	10.5	-10.5	0.9962	61.1	0.9850	152.3	63 6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0133	1.6	0.9985	2.1	64 6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0133	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9661	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0012	5.4	0.8851	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0012	5.4	0.8851	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9661	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9467	3.0	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9467	3.0	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9467	5.6	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0163	5.3	0.8851	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0163	5.3	0.8851	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0191	5.3	0.8851	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0191	5.3	0.8851	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.8	1.1	3.7	-3.7	1.0200	6.7	0.9860	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.8	1.1	3.7	-3.7	1.0200	6.7	0.9860	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.5	1.9	1.9	-1.9	1.0195	3.9	0.8813	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.5	1.9	1.9	-1.9	1.0195	3.9	0.8813	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0069	5.3	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.6	-2.0	2.0	-2.0	1.0394	3.9	0.8793	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.9	2.3	-2.6	1.0200	6.7	0.9907	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.9	2.3	-2.6	1.0200	6.7	0.9907	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	0.4	8.0	-8.0	1.0200	26.1	0.9999	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	0.4	8.0	-8.0	1.0200	26.1	0.9999	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0095	23.3	0.9074	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-3.2	9.9	-9.9	1.0000	21.6	0.9886	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9990	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9990	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-0.5	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9995	18.5	64 6

6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-0.5	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9995	18.5	64	6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	-0.5	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9995	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	-2.3	2.3	-2.3	1.0018	4.9	0.8892	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0380	5.0	0.8744	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0380	5.0	0.8744	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0016	4.8	0.8892	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0016	5.2	0.9074	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	2.1	2.1	-2.1	1.0139	4.5	0.8892	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	2.1	2.1	-2.1	1.0139	4.5	0.8892	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	0.8	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9970	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	0.8	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9970	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	0.8	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9970	35.3	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1633.7	142.5	829.5	-718.8				2264.8		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 9:54
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 2

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	2.9	8.0	0.0	1.0100	18.1	0.9870	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	10.1	11.0	0.0	1.0100	22.2	0.8920	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	25.1	12.6	15.0	0.0	1.0100	27.8	0.8936	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	4.1	8.0	0.0	1.0100	17.3	0.9717	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.4	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9898	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.2	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9924	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.2	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9924	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.1	33.7	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 9:54
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 2

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0182	234.20	6011	MDN230	230.00	6	1.0025	230.58
6014	PRO230	230.00	6	1.0169	233.88	6096	FOR230	230.00	6	1.0050	231.15
6100	BAY230	230.00	6	1.0043	230.98	6178	EST230	230.00	6	1.0021	230.49
6179	GUA230	230.00	6	1.0021	230.49	6260	CHA 230	230.00	6	1.0212	234.89
6263	ESP230	230.00	6	1.0243	235.58	6330	BAI230	230.00	6	1.0173	233.98
6340	CAN 230	230.00	6	1.0098	232.25	6360	GLA230	230.00	6	1.0077	231.76
6363	ZAM230	230.00	6	1.0132	233.03	6366	EVA230	230.00	6	1.0161	233.71
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0106	232.45	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0208	234.78
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0244	235.61	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0202	234.63
6690	DOM230	230.00	6	1.0247	235.68	6691	ALTO230	230.00	6	1.0276	236.34
6695	PANDO230	230.00	6	1.0254	235.84	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0253	235.82

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9719	223.54	6003	PANII230	230.00	6	0.9818	225.82
6005	CHO230	230.00	6	0.9572	220.15	6008	LSA230	230.00	6	0.9747	224.18
6103	COP23O	230.00	6	0.9857	226.71	6105	PAM230	230.00	6	0.9572	220.15
6171	PAC230	230.00	6	0.9920	228.16	6182	VEL230	230.00	6	0.9892	227.51
6240	LGU 230	230.00	6	0.9544	219.52	6430	ANTON230	230.00	6	0.9903	227.76
6450	LSA CAP 230	230.00	6	0.9747	224.18	6590	24DIC230	230.00	6	0.9866	226.92

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 9:54
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 2

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6004	PANII115	115.00	6	1.0009	115.11	6012	MDN115	115.00	6	1.0134	116.54
6015	PRO115	115.00	6	1.0120	116.38	6059	LM1115	115.00	6	1.0038	115.44
6060	LM2115	115.00	6	1.0040	115.45	6066	FFIELD	115.00	6	1.0028	115.33
6074	LMDIST	115.00	6	1.0038	115.44	6087	CAL115	115.00	6	1.0204	117.35
6088	LES115	115.00	6	1.0234	117.69	6092	LVA115	115.00	6	1.0206	117.37
6123	MIR115	115.00	7	1.0124	116.42	6170	CPA115	115.00	6	1.0040	115.46
6173	STR115	115.00	6	1.0031	115.35	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0022	115.26
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0022	115.26	6261	CHA 115	115.00	6	1.0170	116.96
6270	CAT 115	115.00	6	1.0041	115.47	6280	GIR 115	115.00	6	1.0044	115.51
6290	CATII 11	115.00	6	1.0037	115.43	6331	BAI115	115.00	6	1.0066	115.76
6332	BAM115	115.00	6	1.0111	116.27	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0120	116.38

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

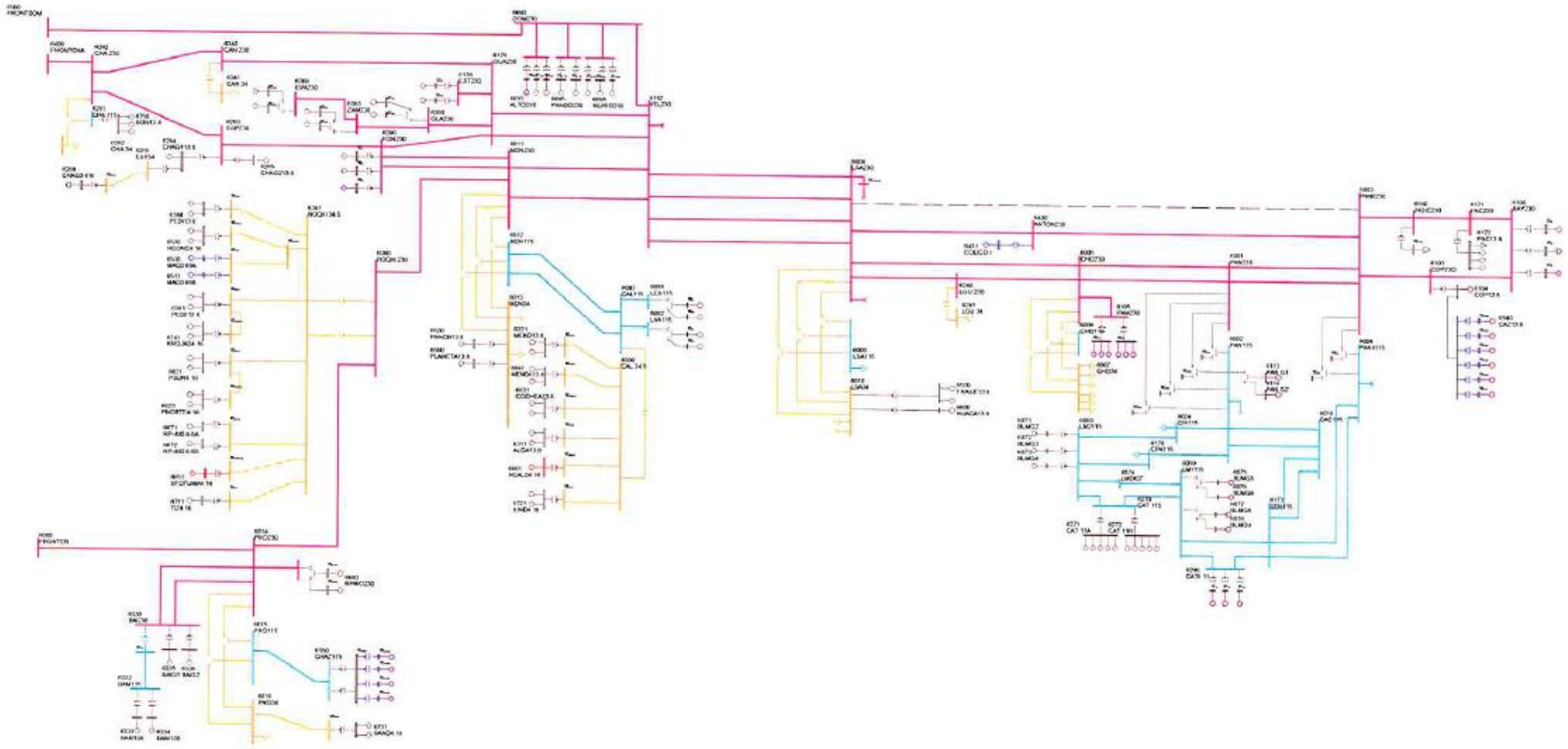
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9992	114.91	6006	CHO115	115.00	6	0.9440	108.56
6009	LSA115	115.00	6	0.9909	113.96	6018	CAC115	115.00	6	0.9991	114.89
6019	CVI115A	115.00	6	0.9944	114.36	6024	CHI115	115.00	6	0.9914	114.02
6027	LOC115A	115.00	6	0.9921	114.09	6032	MAR115A	115.00	6	0.9905	113.91
6036	SMA115	115.00	6	0.9976	114.72	6040	SFR115	115.00	6	0.9902	113.87
6047	CLA115	115.00	6	0.9861	113.40	6055	MOS115B	115.00	6	0.9974	114.70
6057	TOC115	115.00	6	0.9977	114.74	6210	TIN115	115.00	6	0.9967	114.62
6211	PM115-9	115.00	6	0.9971	114.67	6230	CBA115	115.00	6	0.9911	113.97
6350	PM115-8	115.00	6	0.9950	114.43	6580	LBO115	115.00	6	0.9940	114.31

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011   9:54
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 2
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T3       WND 2     6  T3    44.9    47.0    95.6    --      --      --      --
   6060 LM2115      115.00     6   6074 LMDIST      115.00*    6  26    87.2    90.6    96.2    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.8    54.0    97.8    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011   9:54
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 2
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 9:56
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 2 IN MW/MVAR

	FROM	TO LOAD	TO					-NET INTERCHANGE-		
	GENE-	AT AREA	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	906.3	1184.2	0.0	0.0	0.0	0.0	22.0	-300.0	-300.0	-300.0
GUATEMAL	237.5	342.4	212.4	0.0	0.0	577.6	247.0	13.4	13.4	
2	1046.1	1012.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.1	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	309.8	336.5	-158.1	0.0	0.0	240.8	313.7	58.5	58.5	
3	1096.2	1056.7	0.0	0.0	0.0	0.0	39.5	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	451.0	346.4	-27.9	0.0	0.0	349.1	465.1	16.4	16.4	
4	508.4	489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	18.7	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	81.8	193.1	-8.0	0.0	0.0	186.0	190.0	-107.3	-107.3	
5	1305.5	1280.1	0.0	0.0	0.0	0.0	25.5	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	133.9	509.8	-231.2	0.0	0.0	551.9	333.5	73.7	73.7	
6	1633.7	1306.7	0.0	0.0	0.0	0.0	86.7	240.3	240.3	240.0
PANAMA	142.5	228.9	-393.3	0.0	0.0	469.5	855.5	-79.2	-79.2	
7	110.1	46.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	59.8	59.8	60.0
ACANAL	33.7	8.2	-15.7	0.0	0.0	0.0	16.7	24.5	24.5	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6606.3	6376.1	0.0	0.0	0.0	0.0	230.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1390.2	1965.4	-621.9	0.0	0.0	2374.8	2421.5	0.0	0.0	

Contingencia 3: Llano Sánchez – Panamá II



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 3

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	12.7	15.0	0.0	1.0200	39.3	0.9481	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	12.7	15.0	0.0	1.0200	39.3	0.9481	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	8.4	15.0	0.0	1.0100	38.5	0.9766	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.3	12.0	-5.0	1.0100	22.6	0.9821	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.3	12.0	-5.0	1.0100	22.6	0.9821	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.3	12.0	-5.0	1.0100	25.9	0.9960	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.3	12.0	-5.0	1.0100	25.9	0.9960	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	65.0	6.3	50.0	-50.0	1.0100	64.7	0.9954	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	65.0	-16.2	50.0	-50.0	0.9850	68.0	0.9705	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	48.9	21.4	30.0	-25.0	1.0100	52.9	0.9163	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	48.9	13.4	30.0	-25.0	1.0000	50.7	0.9646	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9753	19.7	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9753	19.7	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9753	19.7	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	12.9	29.0	-29.0	1.0200	57.3	0.9755	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	12.9	29.0	-29.0	1.0200	57.3	0.9755	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	4.0	52.4	-48.9	1.0200	97.7	0.9992	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	7.4	52.4	-48.9	1.0200	97.9	0.9973	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0165	10.3	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9958	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9958	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9958	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9958	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9958	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9958	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9958	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9958	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9958	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9958	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9962	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9962	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9962	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9962	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9963	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	0.3	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9984	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	0.3	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9984	5.7			64	6

6321	MEND13.8	13.800	M1	8.4	1.6	4.2	-4.2	1.0000	8.6	0.9828	10.4	64 6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.4	1.6	4.2	-4.2	1.0000	8.6	0.9828	10.4	64 6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9974	30.0	64 6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9974	30.0	64 6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-4.5	14.0	-14.0	1.0100	42.0	0.9944	49.0	64 6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-4.5	14.0	-14.0	1.0100	42.0	0.9944	49.0	64 6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	1.3	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9941	14.1	64 6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	1.3	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9941	14.1	64 6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-2.5	7.8	-7.0	1.0100	16.1	0.9878	25.0	64 6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-2.5	7.8	-7.0	1.0100	16.1	0.9878	25.0	64 6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-4.4	8.0	-8.0	1.0100	26.7	0.9869	33.0	64 6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-4.4	8.0	-8.0	1.0100	26.7	0.9869	33.0	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.8	4.9	-4.9	1.0000	9.7	0.9830	12.5	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-1.8	4.9	-4.9	1.0000	9.7	0.9830	12.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-2.9	3.2	-3.6	1.0000	6.8	0.9031	7.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	-2.9	3.2	-3.6	1.0000	6.8	0.9031	7.5	64 6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	7.6	10.5	-10.5	1.0000	60.5	0.9921	152.3	63 6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0136	1.6	0.9985	2.1	64 6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0136	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9667	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0015	5.4	0.8851	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0015	5.4	0.8851	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9667	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9508	3.0	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9508	3.0	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9507	5.6	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0165	5.3	0.8851	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0165	5.3	0.8851	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0193	5.3	0.8851	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0193	5.3	0.8851	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.8	1.1	3.7	-3.7	1.0200	6.7	0.9870	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.8	1.1	3.7	-3.7	1.0200	6.7	0.9870	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.5	1.9	1.9	-1.9	1.0196	3.9	0.8813	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.5	1.9	1.9	-1.9	1.0196	3.9	0.8813	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0072	5.3	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.6	-2.0	2.0	-2.0	1.0395	3.9	0.8793	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.9	2.3	-2.6	1.0200	6.7	0.9908	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.9	2.3	-2.6	1.0200	6.7	0.9908	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	0.2	8.0	-8.0	1.0200	26.1	1.0000	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	0.2	8.0	-8.0	1.0200	26.1	1.0000	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0097	23.3	0.9074	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-3.5	9.9	-9.9	1.0000	21.6	0.9868	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-0.9	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9983	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-0.9	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9983	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9989	18.5	64 6

6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9989	18.5	64	6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	-0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9989	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	-2.3	2.3	-2.3	1.0020	4.9	0.8892	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0381	5.0	0.8744	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0381	5.0	0.8744	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0019	4.8	0.8892	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0019	5.2	0.9074	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	2.1	2.1	-2.1	1.0141	4.5	0.8892	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	2.1	2.1	-2.1	1.0141	4.5	0.8892	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	0.7	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9972	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	0.7	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9972	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	0.7	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9972	35.3	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1635.5	148.1	829.5	-718.8				2264.8		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 3

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	4.6	8.0	0.0	1.0100	18.4	0.9687	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	11.0	11.0	0.0	1.0084	22.6	0.8762	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	25.1	14.4	15.0	0.0	1.0100	28.6	0.8676	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	6.2	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9402	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.8	6.0	-6.0	1.0100	10.1	0.9838	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.5	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9882	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.5	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9882	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.1	41.1	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 3

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0185	234.26	6011	MDN230	230.00	6	1.0034	230.78
6014	PRO230	230.00	6	1.0172	233.95	6096	FOR230	230.00	6	1.0057	231.30
6100	BAY230	230.00	6	1.0095	232.19	6178	EST230	230.00	6	1.0029	230.66
6179	GUA230	230.00	6	1.0029	230.66	6260	CHA 230	230.00	6	1.0216	234.96
6263	ESP230	230.00	6	1.0246	235.65	6330	BAI230	230.00	6	1.0176	234.04
6340	CAN 230	230.00	6	1.0104	232.39	6360	GLA230	230.00	6	1.0083	231.91
6363	ZAM230	230.00	6	1.0138	233.16	6366	EVA230	230.00	6	1.0167	233.84
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0112	232.57	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0211	234.86
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0246	235.66	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0204	234.70
6690	DOM230	230.00	6	1.0249	235.73	6691	ALTO230	230.00	6	1.0277	236.38
6695	PANDO230	230.00	6	1.0255	235.87	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0254	235.85

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9794	225.27	6003	PANII230	230.00	6	0.9894	227.57
6005	CHO230	230.00	6	0.9628	221.44	6008	LSA230	230.00	6	0.9788	225.12
6103	COP23O	230.00	6	0.9929	228.38	6105	PAM230	230.00	6	0.9628	221.44
6171	PAC230	230.00	6	0.9989	229.75	6182	VEL230	230.00	6	0.9913	227.99
6240	LGU 230	230.00	6	0.9615	221.15	6430	ANTON230	230.00	6	0.9950	228.86
6450	LSA CAP 230	230.00	6	0.9788	225.12	6590	24DIC230	230.00	6	0.9939	228.59

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 3

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6012	MDN115	115.00	6	1.0141	116.62	6015	PRO115	115.00	6	1.0123	116.41
6087	CAL115	115.00	6	1.0208	117.40	6088	LES115	115.00	6	1.0237	117.73
6092	LVA115	115.00	6	1.0210	117.41	6261	CHA 115	115.00	6	1.0173	116.99
6331	BAI115	115.00	6	1.0068	115.78	6332	BAM115	115.00	6	1.0112	116.29
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0123	116.41						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

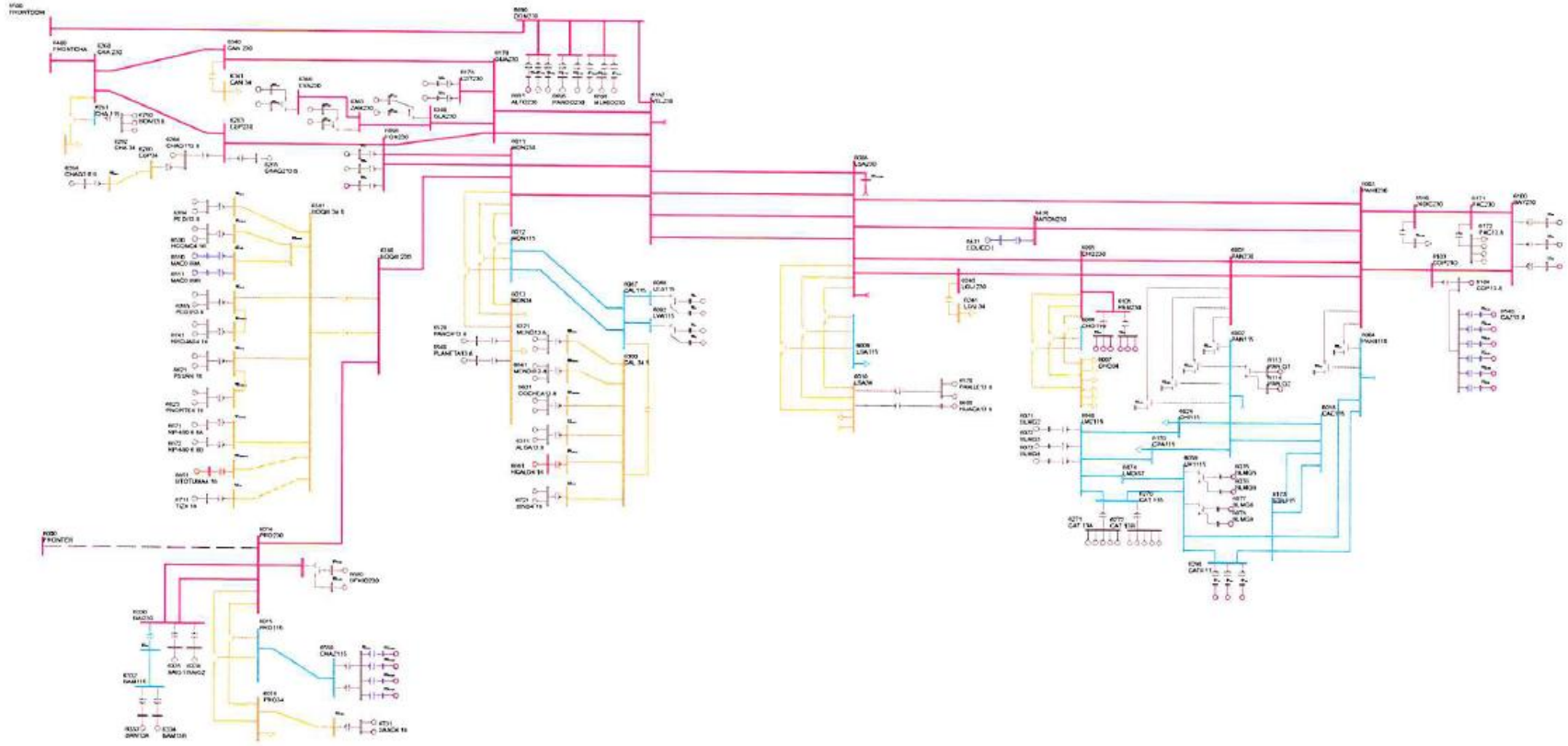
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9831	113.06	6004	PANII115	115.00	6	0.9849	113.27
6006	CHO115	115.00	6	0.9498	109.22	6009	LSA115	115.00	6	0.9951	114.44
6018	CAC115	115.00	6	0.9831	113.06	6019	CVI115A	115.00	6	0.9782	112.49
6024	CHI115	115.00	6	0.9784	112.51	6027	LOC115A	115.00	6	0.9757	112.20
6032	MAR115A	115.00	6	0.9740	112.02	6036	SMA115	115.00	6	0.9815	112.87
6040	SFR115	115.00	6	0.9737	111.97	6047	CLA115	115.00	6	0.9729	111.88
6055	MOS115B	115.00	6	0.9812	112.84	6057	TOC115	115.00	6	0.9817	112.89
6059	LM1115	115.00	6	0.9955	114.48	6060	LM2115	115.00	6	0.9957	114.50
6066	FFIELD	115.00	6	0.9944	114.35	6074	LMDIST	115.00	6	0.9955	114.49
6123	MIR115	115.00	7	0.9986	114.84	6170	CPA115	115.00	6	0.9956	114.49
6173	STR115	115.00	6	0.9931	114.21	6174	PM115-1A	115.00	6	0.9896	113.80
6175	PM115-2A	115.00	6	0.9896	113.80	6210	TIN115	115.00	6	0.9805	112.76
6211	PM115-9	115.00	6	0.9809	112.81	6230	CBA115	115.00	6	0.9747	112.09
6270	CAT 115	115.00	6	0.9958	114.51	6280	GIR 115	115.00	6	0.9964	114.58
6290	CATII 11	115.00	6	0.9952	114.45	6350	PM115-8	115.00	6	0.9788	112.57
6580	LBO115	115.00	6	0.9778	112.44						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  10:17
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 3
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T3       WND 2     6  T3    45.0    47.0    95.8    --      --      --      --
   6060 LM2115      115.00*    6   6074 LMDIST      115.00     6  26    89.3    90.6    98.6    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.8    54.0    97.8    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  10:17
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 3
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 3 IN MW/MVAR

	FROM GENE-	TO LOAD AT AREA	TO BUS	TO GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	906.3	1184.2	0.0	0.0	0.0	0.0	22.0	-300.0	-300.0	-300.0
GUATEMAL	237.5	342.4	212.4	0.0	0.0	577.6	247.0	13.4	13.4	
2	1046.1	1012.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.1	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	309.8	336.5	-158.1	0.0	0.0	240.8	313.7	58.5	58.5	
3	1096.2	1056.7	0.0	0.0	0.0	0.0	39.5	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	451.0	346.4	-27.9	0.0	0.0	349.1	465.1	16.4	16.4	
4	508.4	489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	18.7	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	81.8	193.1	-8.0	0.0	0.0	186.0	190.0	-107.3	-107.3	
5	1305.5	1280.1	0.0	0.0	0.0	0.0	25.5	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	133.4	509.8	-231.2	0.0	0.0	552.0	333.5	73.3	73.3	
6	1635.5	1306.7	0.0	0.0	0.0	0.0	88.2	240.5	240.5	240.0
PANAMA	148.1	228.9	-384.1	0.0	0.0	446.3	834.5	-85.0	-85.0	
7	110.1	46.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	59.6	59.6	60.0
ACANAL	41.1	8.2	-15.5	0.0	0.0	0.0	17.8	30.7	30.7	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6608.0	6376.1	0.0	0.0	0.0	0.0	231.9	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1402.7	1965.4	-612.5	0.0	0.0	2351.7	2401.5	0.0	0.0	

Contingencia 7: Frontera – Progreso



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 cnt 7

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	7.4	15.0	0.0	1.0200	37.9	0.9817	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	7.4	15.0	0.0	1.0200	37.9	0.9817	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.8	15.0	0.0	1.0100	37.7	0.9974	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.4	12.0	-5.0	1.0100	22.6	0.9811	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.4	12.0	-5.0	1.0100	22.6	0.9811	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.2	12.0	-5.0	1.0100	25.9	0.9964	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.2	12.0	-5.0	1.0100	25.9	0.9964	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	65.0	6.5	50.0	-50.0	1.0100	64.7	0.9951	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	65.0	-16.0	50.0	-50.0	0.9850	68.0	0.9711	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	46.5	8.8	30.0	-25.0	1.0100	46.9	0.9824	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	46.5	1.0	30.0	-25.0	1.0000	46.5	0.9998	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9946	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9946	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9946	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	12.6	29.0	-29.0	1.0200	57.2	0.9763	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	12.6	29.0	-29.0	1.0200	57.2	0.9763	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	5.9	52.4	-48.9	1.0200	97.8	0.9982	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	9.3	52.4	-48.9	1.0200	98.1	0.9956	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0165	10.3	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9971	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9971	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9971	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9971	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9974	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9974	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9974	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9974	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	0.3	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9983	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	0.3	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9983	5.7			64	6

6321	MEND13.8	13.800	M1	8.4	1.6	4.2	-4.2	1.0000	8.6	0.9822	10.4	64 6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.4	1.6	4.2	-4.2	1.0000	8.6	0.9822	10.4	64 6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	2.4	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9961	30.0	64 6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	2.4	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9961	30.0	64 6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-1.2	14.0	-14.0	1.0100	41.7	0.9996	49.0	64 6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-1.2	14.0	-14.0	1.0100	41.7	0.9996	49.0	64 6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	0.5	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9990	14.1	64 6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	0.5	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9990	14.1	64 6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-3.2	7.8	-7.0	1.0100	16.2	0.9805	25.0	64 6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-3.2	7.8	-7.0	1.0100	16.2	0.9805	25.0	64 6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-5.0	8.0	-8.0	1.0100	26.8	0.9828	33.0	64 6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-5.0	8.0	-8.0	1.0100	26.8	0.9828	33.0	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.3	4.9	-4.9	1.0000	9.6	0.9912	12.5	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-1.3	4.9	-4.9	1.0000	9.6	0.9912	12.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-2.4	3.2	-3.6	1.0000	6.6	0.9304	7.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	-2.4	3.2	-3.6	1.0000	6.6	0.9304	7.5	64 6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0137	60.1	0.9850	152.3	63 6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0117	1.6	0.9985	2.1	64 6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0117	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9660	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.3	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.8965	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.3	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.8965	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9660	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9743	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9743	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9742	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0146	5.3	0.8851	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0146	5.3	0.8851	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0174	5.3	0.8851	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0174	5.3	0.8851	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.8	1.1	3.7	-3.7	1.0200	6.7	0.9859	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.8	1.1	3.7	-3.7	1.0200	6.7	0.9859	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.5	1.9	1.9	-1.9	1.0195	3.9	0.8813	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.5	1.9	1.9	-1.9	1.0195	3.9	0.8813	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0052	5.3	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.6	-2.0	2.0	-2.0	1.0394	3.9	0.8793	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	1.0	2.3	-2.6	1.0200	6.7	0.9897	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	1.0	2.3	-2.6	1.0200	6.7	0.9897	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	3.7	8.0	-8.0	1.0200	26.3	0.9903	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	3.7	8.0	-8.0	1.0200	26.3	0.9903	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0130	23.2	0.9074	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-8.1	9.9	-9.9	1.0000	22.8	0.9354	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-5.1	12.8	-8.3	1.0000	16.6	0.9521	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-5.1	12.8	-8.3	1.0000	16.6	0.9521	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-4.9	12.8	-8.3	1.0000	16.6	0.9550	18.5	64 6

6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-4.9	12.8	-8.3	1.0000	16.6	0.9550	18.5	64	6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	-4.9	12.8	-8.3	1.0000	16.6	0.9550	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	-2.3	2.3	-2.3	1.0001	5.0	0.8892	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0380	5.0	0.8744	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0380	5.0	0.8744	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.6	2.2	-2.2	1.0000	4.6	0.9393	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.8	-1.7	2.2	-2.2	1.0000	5.1	0.9393	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	2.1	2.1	-2.1	1.0131	4.5	0.8892	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	2.1	2.1	-2.1	1.0131	4.5	0.8892	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	1.1	4.0	-4.0	1.0200	9.8	0.9944	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	1.1	4.0	-4.0	1.0200	9.8	0.9944	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	1.1	4.0	-4.0	1.0200	9.8	0.9944	35.3	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1630.6	64.5	829.5	-718.8				2264.8		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 Cnt 7

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	2.3	8.0	0.0	1.0100	18.0	0.9920	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	9.6	11.0	0.0	1.0100	22.0	0.9016	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	25.1	11.9	15.0	0.0	1.0100	27.5	0.9032	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	3.4	8.0	0.0	1.0100	17.2	0.9810	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9916	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9936	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9936	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.1	30.8	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 Cnt 7

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0312	237.17	6001	PAN230	230.00	6	1.0041	230.93
6003	PANII230	230.00	6	1.0130	232.98	6008	LSA230	230.00	6	1.0027	230.62
6011	MDN230	230.00	6	1.0025	230.56	6014	PRO230	230.00	6	1.0120	232.76
6096	FOR230	230.00	6	1.0055	231.26	6100	BAY230	230.00	6	1.0256	235.88
6103	COP23O	230.00	6	1.0153	233.53	6171	PAC230	230.00	6	1.0203	234.67
6178	EST230	230.00	6	1.0041	230.93	6179	GUA230	230.00	6	1.0041	230.94
6182	VEL230	230.00	6	1.0001	230.03	6260	CHA 230	230.00	6	1.0176	234.05
6263	ESP230	230.00	6	1.0221	235.08	6330	BAI230	230.00	6	1.0132	233.04
6340	CAN 230	230.00	6	1.0101	232.32	6360	GLA230	230.00	6	1.0094	232.16
6363	ZAM230	230.00	6	1.0147	233.38	6366	EVA230	230.00	6	1.0176	234.05
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0068	231.56	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0158	233.64
6430	ANTON230	230.00	6	1.0147	233.38	6450	LSA CAP 230	230.00	6	1.0027	230.62
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0289	236.66	6590	24DIC230	230.00	6	1.0164	233.76
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0155	233.57	6690	DOM230	230.00	6	1.0285	236.55
6691	ALTO230	230.00	6	1.0312	237.17	6695	PANDO230	230.00	6	1.0278	236.39
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0277	236.37						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9932	228.43	6105	PAM230	230.00	6	0.9932	228.43
6240	LGU 230	230.00	6	0.9935	228.51						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 Cnt 7

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0059	115.68	6004	PANII115	115.00	6	1.0072	115.82
6009	LSA115	115.00	6	1.0199	117.29	6012	MDN115	115.00	6	1.0134	116.54
6015	PRO115	115.00	6	1.0079	115.91	6018	CAC115	115.00	6	1.0057	115.66
6019	CVI115A	115.00	6	1.0009	115.11	6036	SMA115	115.00	6	1.0043	115.49
6055	MOS115B	115.00	6	1.0041	115.48	6057	TOC115	115.00	6	1.0040	115.46
6059	LM1115	115.00	6	1.0072	115.83	6060	LM2115	115.00	6	1.0074	115.85
6066	FFIELD	115.00	6	1.0062	115.72	6074	LMDIST	115.00	6	1.0073	115.83
6087	CAL115	115.00	6	1.0204	117.35	6088	LES115	115.00	6	1.0233	117.68
6092	LVA115	115.00	6	1.0206	117.37	6123	MIR115	115.00	7	1.0181	117.08
6170	CPA115	115.00	6	1.0075	115.86	6173	STR115	115.00	6	1.0071	115.82
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0074	115.85	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0074	115.85
6210	TIN115	115.00	6	1.0034	115.39	6211	PM115-9	115.00	6	1.0039	115.44
6261	CHA 115	115.00	6	1.0144	116.66	6270	CAT 115	115.00	6	1.0075	115.86
6280	GIR 115	115.00	6	1.0077	115.89	6290	CATII 11	115.00	6	1.0072	115.83
6331	BAI115	115.00	6	1.0035	115.40	6332	BAM115	115.00	6	1.0087	116.00
6350	PM115-8	115.00	6	1.0018	115.20	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0079	115.91
6580	LBO115	115.00	6	1.0005	115.06						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

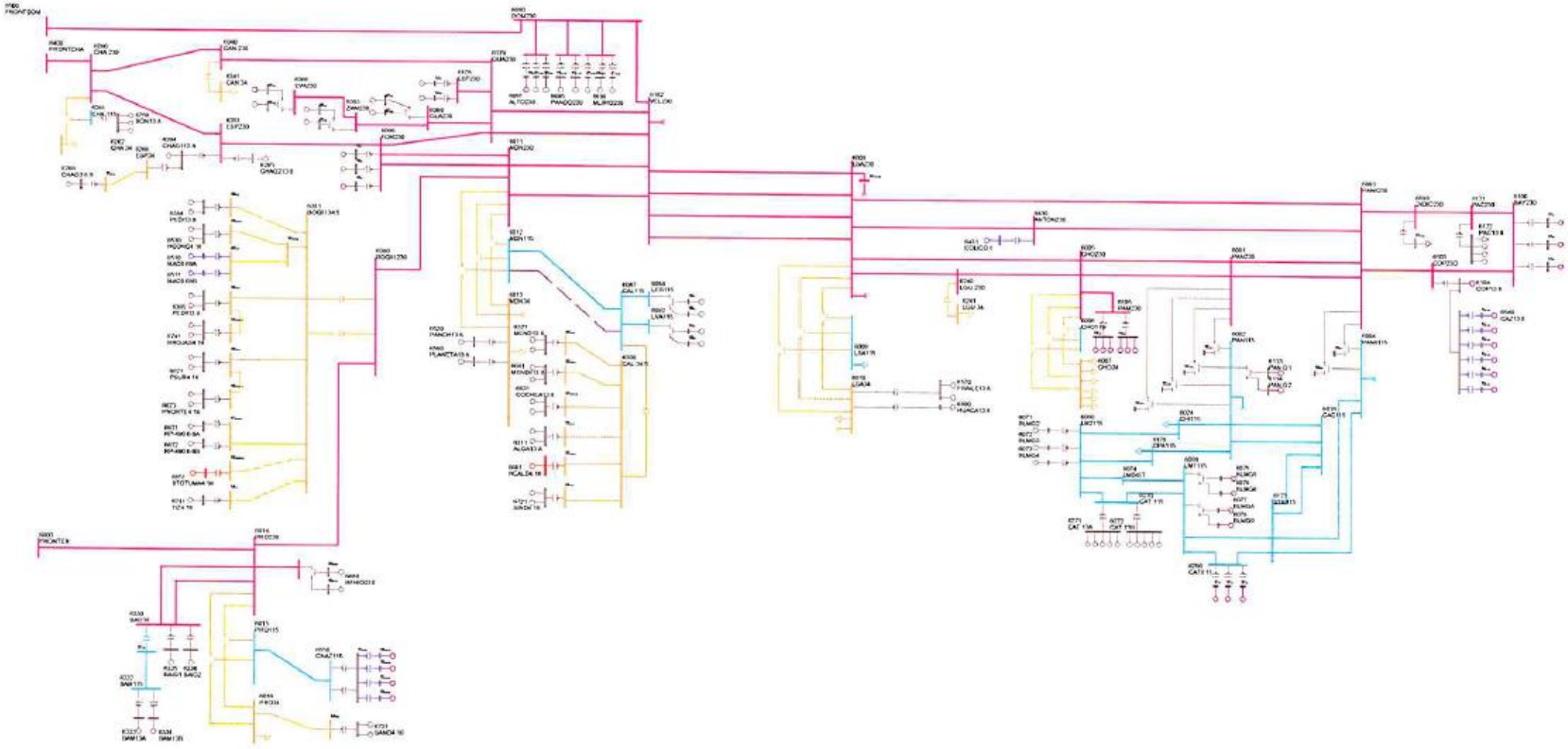
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9809	112.80	6024	CHI115	115.00	6	0.9968	114.63
6027	LOC115A	115.00	6	0.9988	114.86	6032	MAR115A	115.00	6	0.9973	114.69
6040	SFR115	115.00	6	0.9970	114.65	6047	CLA115	115.00	6	0.9915	114.02
6230	CBA115	115.00	6	0.9979	114.75						

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  10:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 Cnt 7
                      OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T3       WND 2     6  T3    44.9    47.0    95.5    --      --      --      --
   6060 LM2115      115.00     6   6074 LMDIST      115.00*    6  26    87.7    90.6    96.8    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.8    54.0    97.8    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

      PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  10:33
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013
                      OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 Cnt 7 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	906.3	1184.2	0.0	0.0	0.0	0.0	22.0	-300.0	-300.0	-300.0
GUATEMAL	237.5	342.4	212.4	0.0	0.0	577.6	247.0	13.4	13.4	
2	1046.1	1012.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.1	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	309.8	336.5	-158.1	0.0	0.0	240.8	313.7	58.5	58.5	
3	1096.2	1056.7	0.0	0.0	0.0	0.0	39.5	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	450.9	346.4	-27.9	0.0	0.0	349.1	465.1	16.4	16.4	
4	508.4	489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	18.7	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	81.4	193.1	-8.0	0.0	0.0	186.0	190.0	-107.7	-107.7	
5	1305.5	1280.1	0.0	0.0	0.0	0.0	27.0	-1.5	-1.5	0.0
COSTA RI	133.4	509.8	-231.2	0.0	0.0	552.9	343.7	64.0	64.0	
6	1630.6	1306.7	0.0	0.0	0.0	0.0	82.2	241.7	241.7	240.0
PANAMA	64.5	228.9	-402.1	0.0	0.0	493.1	797.3	-66.6	-66.6	
7	110.1	46.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	59.8	59.8	60.0
ACANAL	30.8	8.2	-15.7	0.0	0.0	0.0	16.3	22.0	22.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6603.2	6376.1	0.0	0.0	0.0	0.0	227.1	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1308.3	1965.4	-630.8	0.0	0.0	2399.4	2373.1	0.0	0.0	

Contingencia 13: Mata de Mance – Caldera



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:41
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 13

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	7.0	15.0	0.0	1.0200	37.9	0.9834	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	7.0	15.0	0.0	1.0200	37.9	0.9834	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.4	15.0	0.0	1.0100	37.7	0.9980	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.3	12.0	-5.0	1.0100	22.6	0.9821	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.3	12.0	-5.0	1.0100	22.6	0.9821	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.3	12.0	-5.0	1.0100	25.9	0.9960	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.3	12.0	-5.0	1.0100	25.9	0.9960	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	65.0	2.8	50.0	-50.0	1.0100	64.4	0.9991	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	65.0	-19.5	50.0	-50.0	0.9850	68.9	0.9577	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	86.6	11.8	30.0	-25.0	1.0100	86.6	0.9909	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9957	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9957	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9957	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	12.1	29.0	-29.0	1.0200	57.1	0.9783	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	12.1	29.0	-29.0	1.0200	57.1	0.9783	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	2.6	52.4	-48.9	1.0200	97.7	0.9997	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	6.0	52.4	-48.9	1.0200	97.8	0.9982	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0165	10.3	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	-0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9992	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9963	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9963	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9963	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9963	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9966	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9966	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9966	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	8.3	0.9966	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	0.3	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9984	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	0.3	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9984	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.4	1.6	4.2	-4.2	1.0000	8.6	0.9828	10.4			64	6

6321	MEND13.8	13.800	M2	8.4	1.6	4.2	-4.2	1.0000	8.6	0.9828	10.4	64 6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.8	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9977	30.0	64 6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.8	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9977	30.0	64 6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-5.4	14.0	-14.0	1.0100	42.1	0.9918	49.0	64 6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-5.4	14.0	-14.0	1.0100	42.1	0.9918	49.0	64 6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-1.6	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9916	14.1	64 6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-1.6	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9916	14.1	64 6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-5.1	7.8	-7.0	1.0100	16.7	0.9529	25.0	64 6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-5.1	7.8	-7.0	1.0100	16.7	0.9529	25.0	64 6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-6.8	8.0	-8.0	1.0100	27.2	0.9689	33.0	64 6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-6.8	8.0	-8.0	1.0100	27.2	0.9689	33.0	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-2.1	4.9	-4.9	1.0000	9.7	0.9772	12.5	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-2.1	4.9	-4.9	1.0000	9.7	0.9772	12.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-3.2	3.2	-3.6	1.0000	7.0	0.8861	7.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	-3.2	3.2	-3.6	1.0000	7.0	0.8861	7.5	64 6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0162	59.9	0.9850	152.3	63 6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0147	1.6	0.9985	2.1	64 6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0147	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9653	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0027	5.4	0.8851	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0027	5.4	0.8851	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9653	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9779	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9779	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9778	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0175	5.3	0.8851	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0175	5.3	0.8851	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	2.3	2.5	-2.5	1.0200	5.2	0.8985	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	2.3	2.5	-2.5	1.0200	5.2	0.8985	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.8	1.1	3.7	-3.7	1.0200	6.7	0.9871	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.8	1.1	3.7	-3.7	1.0200	6.7	0.9871	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.5	1.9	1.9	-1.9	1.0196	3.9	0.8813	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.5	1.9	1.9	-1.9	1.0196	3.9	0.8813	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0083	5.3	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.6	-2.0	2.0	-2.0	1.0395	3.9	0.8793	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.9	2.3	-2.6	1.0200	6.7	0.9914	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.9	2.3	-2.6	1.0200	6.7	0.9914	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-0.9	8.0	-8.0	1.0200	26.1	0.9995	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-0.9	8.0	-8.0	1.0200	26.1	0.9995	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0109	23.2	0.9074	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-5.1	9.9	-9.9	1.0000	21.9	0.9724	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-2.4	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9887	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-2.4	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9887	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-2.2	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9903	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-2.2	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9903	18.5	64 6

6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	-2.2	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9903	18.5		64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	-2.3	2.3	-2.3	1.0032	4.9	0.8892	5.2		64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0381	5.0	0.8744	5.6		64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0381	5.0	0.8744	5.6		64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0034	4.8	0.8892	5.0		64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0034	5.2	0.9074	5.0		64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	2.1	2.1	-2.1	1.0146	4.5	0.8892	4.8		64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	2.1	2.1	-2.1	1.0146	4.5	0.8892	4.8		64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	0.6	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9983	35.3		64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	0.6	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9983	35.3		64	6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	0.6	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9983	35.3		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1624.2	28.1	799.5	-693.8				2170.8			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:41
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 13

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	2.1	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9930	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	9.5	11.0	0.0	1.0100	21.9	0.9038	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	25.1	11.8	15.0	0.0	1.0100	27.4	0.9053	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	3.2	8.0	0.0	1.0100	17.1	0.9828	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9920	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9939	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9939	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.1	30.1	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:41
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 13

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0199	234.58	6001	PAN230	230.00	6	1.0057	231.30
6003	PANII230	230.00	6	1.0145	233.33	6008	LSA230	230.00	6	1.0063	231.45
6011	MDN230	230.00	6	1.0079	231.81	6014	PRO230	230.00	6	1.0186	234.29
6096	FOR230	230.00	6	1.0094	232.17	6100	BAY230	230.00	6	1.0262	236.02
6103	COP23O	230.00	6	1.0167	233.85	6171	PAC230	230.00	6	1.0216	234.96
6178	EST230	230.00	6	1.0073	231.69	6179	GUA230	230.00	6	1.0074	231.70
6182	VEL230	230.00	6	1.0051	231.16	6260	CHA 230	230.00	6	1.0236	235.42
6263	ESP230	230.00	6	1.0264	236.07	6330	BAI230	230.00	6	1.0188	234.33
6340	CAN 230	230.00	6	1.0141	233.23	6360	GLA230	230.00	6	1.0123	232.83
6363	ZAM230	230.00	6	1.0173	233.98	6366	EVA230	230.00	6	1.0201	234.62
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0139	233.20	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0229	235.28
6430	ANTON230	230.00	6	1.0172	233.97	6450	LSA CAP 230	230.00	6	1.0063	231.45
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0258	235.94	6590	24DIC230	230.00	6	1.0178	234.09
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0218	235.02	6690	DOM230	230.00	6	1.0262	236.02
6691	ALTO230	230.00	6	1.0290	236.66	6695	PANDO230	230.00	6	1.0263	236.06
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0262	236.03						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9952	228.89	6105	PAM230	230.00	6	0.9952	228.89
6240	LGU 230	230.00	6	0.9964	229.18						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:41
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 13

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0074	115.85	6004	PANII115	115.00	6	1.0086	115.99
6009	LSA115	115.00	6	1.0237	117.73	6012	MDN115	115.00	6	1.0133	116.53
6015	PRO115	115.00	6	1.0138	116.59	6018	CAC115	115.00	6	1.0072	115.83
6019	CVI115A	115.00	6	1.0024	115.28	6027	LOC115A	115.00	6	1.0003	115.04
6036	SMA115	115.00	6	1.0058	115.66	6055	MOS115B	115.00	6	1.0056	115.65
6057	TOC115	115.00	6	1.0055	115.63	6059	LM1115	115.00	6	1.0080	115.92
6060	LM2115	115.00	6	1.0081	115.93	6066	FFIELD	115.00	6	1.0070	115.80
6074	LMDIST	115.00	6	1.0080	115.92	6087	CAL115	115.00	6	1.0209	117.40
6088	LES115	115.00	6	1.0237	117.73	6092	LVA115	115.00	6	1.0210	117.42
6123	MIR115	115.00	7	1.0193	117.22	6170	CPA115	115.00	6	1.0083	115.95
6173	STR115	115.00	6	1.0080	115.92	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0086	115.99
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0086	115.99	6210	TIN115	115.00	6	1.0049	115.57
6211	PM115-9	115.00	6	1.0053	115.62	6261	CHA 115	115.00	6	1.0187	117.15
6270	CAT 115	115.00	6	1.0082	115.95	6280	GIR 115	115.00	6	1.0085	115.97
6290	CATII 11	115.00	6	1.0080	115.92	6331	BAI115	115.00	6	1.0077	115.89
6332	BAM115	115.00	6	1.0119	116.37	6350	PM115-8	115.00	6	1.0033	115.37
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0138	116.59	6580	LBO115	115.00	6	1.0020	115.23

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

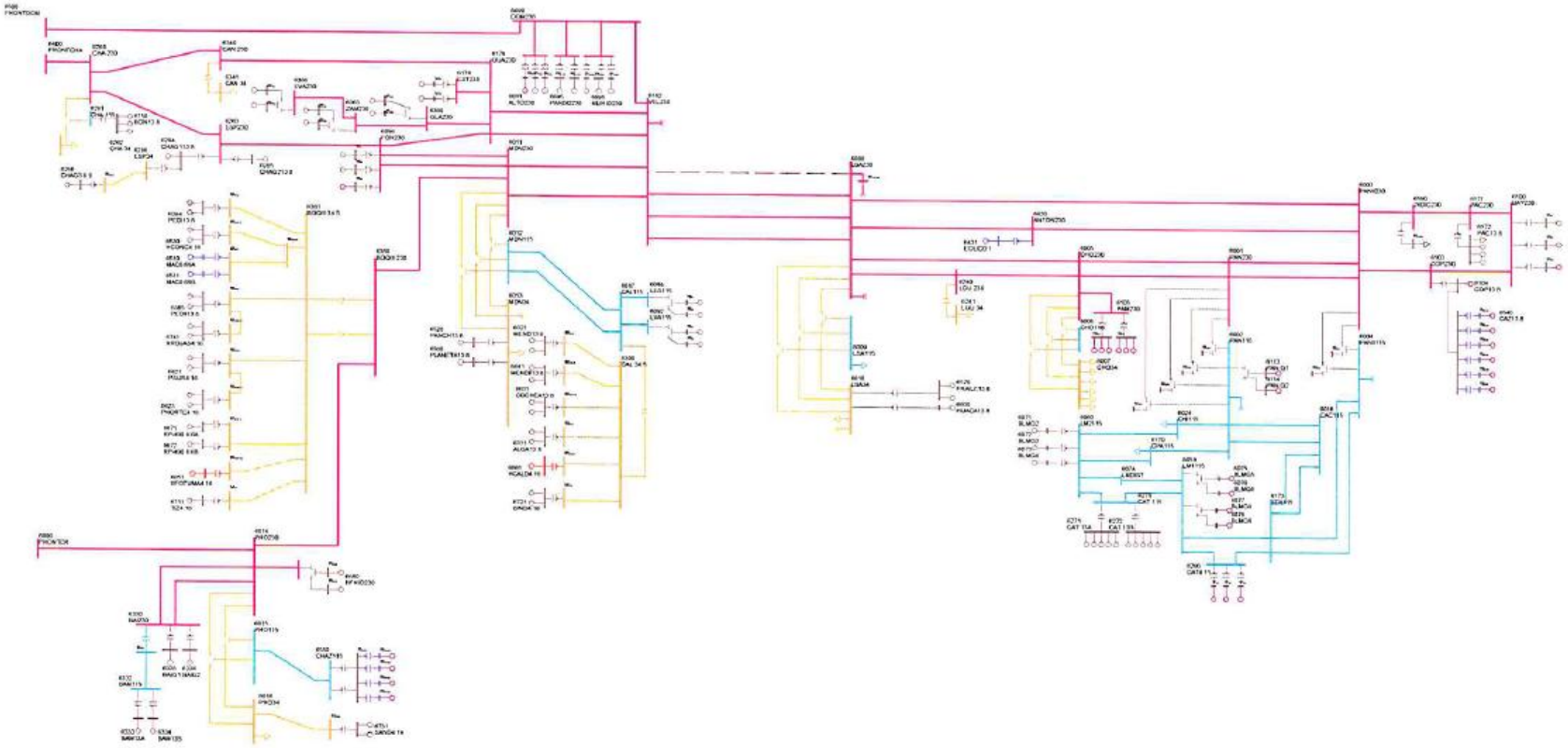
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9830	113.04	6024	CHI115	115.00	6	0.9980	114.77
6032	MAR115A	115.00	6	0.9988	114.86	6040	SFR115	115.00	6	0.9985	114.83
6047	CLA115	115.00	6	0.9927	114.16	6230	CBA115	115.00	6	0.9994	114.93

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  10:41
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 13
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6012 MDN115      115.00     6   6087 CAL115      115.00*    6  15   152.8    93.0   164.3   175.0    87.3    --      --
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T3       WND 2     6  T3    44.9    47.0    95.5    --      --      --      --
   6060 LM2115      115.00     6   6074 LMDIST      115.00*    6  26    87.7    90.6    96.8    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.8    54.0    97.9    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  10:41
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 13
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:44
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 13 IN MW/MVAR

	FROM GENE-	TO LOAD AT AREA	TO BUS	TO GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	906.3	1184.2	0.0	0.0	0.0	0.0	22.0	-300.0	-300.0	-300.0
GUATEMAL	237.5	342.4	212.4	0.0	0.0	577.6	247.0	13.4	13.4	
2	1046.1	1012.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.1	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	309.8	336.5	-158.1	0.0	0.0	240.8	313.7	58.5	58.5	
3	1096.2	1056.7	0.0	0.0	0.0	0.0	39.5	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	451.0	346.4	-27.9	0.0	0.0	349.1	465.1	16.4	16.4	
4	508.4	489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	18.7	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	81.7	193.1	-8.0	0.0	0.0	186.0	190.0	-107.4	-107.4	
5	1305.5	1280.1	0.0	0.0	0.0	0.0	25.4	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	130.5	509.8	-231.3	0.0	0.0	552.4	333.2	71.1	71.1	
6	1624.2	1306.7	0.0	0.0	0.0	0.0	77.3	240.1	240.1	240.0
PANAMA	28.1	228.9	-403.7	0.0	0.0	497.0	773.2	-73.4	-73.4	
7	110.1	46.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	59.9	59.9	60.0
ACANAL	30.1	8.2	-15.7	0.0	0.0	0.0	16.3	21.4	21.4	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6596.8	6376.1	0.0	0.0	0.0	0.0	220.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1268.7	1965.4	-632.4	0.0	0.0	2402.7	2338.5	0.0	0.0	

Contingencia 21: Llano de Sánchez – Veladero



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:48
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 21

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	10.0	15.0	0.0	1.0200	38.5	0.9672	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	10.0	15.0	0.0	1.0200	38.5	0.9672	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	5.5	15.0	0.0	1.0100	38.0	0.9897	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.5	12.0	-5.0	1.0100	22.6	0.9806	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.5	12.0	-5.0	1.0100	22.6	0.9806	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.1	12.0	-5.0	1.0100	25.9	0.9966	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.1	12.0	-5.0	1.0100	25.9	0.9966	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	65.0	7.3	50.0	-50.0	1.0100	64.8	0.9938	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	65.0	-15.2	50.0	-50.0	0.9850	67.8	0.9739	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	48.9	17.2	30.0	-25.0	1.0100	51.3	0.9435	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	48.9	9.2	30.0	-25.0	1.0000	49.7	0.9827	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9818	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9818	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9818	19.5	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	13.1	29.0	-29.0	1.0200	57.3	0.9747	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	13.1	29.0	-29.0	1.0200	57.3	0.9747	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	4.4	52.4	-48.9	1.0200	97.7	0.9990	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	7.8	52.4	-48.9	1.0200	97.9	0.9969	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0165	10.3	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.2	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9996	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	0.0	2.0	-2.0	1.0000	3.7	1.0000	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	0.0	2.0	-2.0	1.0000	3.7	1.0000	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	0.0	2.0	-2.0	1.0000	3.7	1.0000	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	0.0	2.0	-2.0	1.0000	3.7	1.0000	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	0.0	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	0.0	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	0.0	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	0.0	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	0.3	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9983	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	0.3	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9983	5.7			64	6

6321	MEND13.8	13.800	M1	8.4	1.6	4.2	-4.2	1.0000	8.6	0.9819	10.4	64 6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.4	1.6	4.2	-4.2	1.0000	8.6	0.9819	10.4	64 6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	2.0	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9973	30.0	64 6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	2.0	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9973	30.0	64 6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-4.2	14.0	-14.0	1.0100	41.9	0.9951	49.0	64 6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-4.2	14.0	-14.0	1.0100	41.9	0.9951	49.0	64 6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	2.1	7.8	-7.0	1.0100	12.1	0.9854	14.1	64 6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	2.1	7.8	-7.0	1.0100	12.1	0.9854	14.1	64 6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-1.8	7.8	-7.0	1.0100	16.0	0.9935	25.0	64 6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-1.8	7.8	-7.0	1.0100	16.0	0.9935	25.0	64 6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-3.7	8.0	-8.0	1.0100	26.6	0.9905	33.0	64 6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-3.7	8.0	-8.0	1.0100	26.6	0.9905	33.0	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.7	4.9	-4.9	1.0000	9.6	0.9850	12.5	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-1.7	4.9	-4.9	1.0000	9.6	0.9850	12.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-2.8	3.2	-3.6	1.0000	6.8	0.9093	7.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	-2.8	3.2	-3.6	1.0000	6.8	0.9093	7.5	64 6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-2.0	10.5	-10.5	1.0000	60.0	0.9994	152.3	63 6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0132	1.6	0.9985	2.1	64 6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0132	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9657	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0011	5.4	0.8851	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0011	5.4	0.8851	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9657	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9486	3.0	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9486	3.0	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9485	5.6	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0161	5.3	0.8851	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0161	5.3	0.8851	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0189	5.3	0.8851	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0189	5.3	0.8851	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.8	1.2	3.7	-3.7	1.0200	6.7	0.9854	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.8	1.2	3.7	-3.7	1.0200	6.7	0.9854	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.5	1.9	1.9	-1.9	1.0194	3.9	0.8813	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.5	1.9	1.9	-1.9	1.0194	3.9	0.8813	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0067	5.3	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.6	-2.0	2.0	-2.0	1.0394	3.9	0.8793	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.9	2.3	-2.6	1.0200	6.7	0.9906	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.9	2.3	-2.6	1.0200	6.7	0.9906	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	0.5	8.0	-8.0	1.0200	26.1	0.9998	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	0.5	8.0	-8.0	1.0200	26.1	0.9998	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0094	23.3	0.9074	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-3.1	9.9	-9.9	1.0000	21.5	0.9897	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-0.5	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9994	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-0.5	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9994	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-0.4	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9997	18.5	64 6

6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-0.4	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9997	18.5		64	6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	-0.4	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9997	18.5		64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	-2.3	2.3	-2.3	1.0016	4.9	0.8892	5.2		64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0379	5.0	0.8744	5.6		64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0379	5.0	0.8744	5.6		64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0014	4.8	0.8892	5.0		64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0014	5.2	0.9074	5.0		64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	2.1	2.1	-2.1	1.0138	4.5	0.8892	4.8		64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	2.1	2.1	-2.1	1.0138	4.5	0.8892	4.8		64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	0.8	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9969	35.3		64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	0.8	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9969	35.3		64	6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	0.8	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9969	35.3		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1635.3	125.0	829.5	-718.8				2264.8			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:48
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 21

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	3.3	8.0	0.0	1.0100	18.1	0.9839	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	10.4	11.0	0.0	1.0100	22.3	0.8868	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	25.1	13.0	15.0	0.0	1.0100	28.0	0.8884	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	4.5	8.0	0.0	1.0100	17.4	0.9660	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.5	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9886	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9915	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9915	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.1	35.4	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:48
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0181	234.16	6011	MDN230	230.00	6	1.0020	230.45
6014	PRO230	230.00	6	1.0167	233.84	6096	FOR230	230.00	6	1.0046	231.05
6100	BAY230	230.00	6	1.0150	233.44	6103	COP23O	230.00	6	1.0005	230.11
6171	PAC230	230.00	6	1.0061	231.41	6178	EST230	230.00	6	1.0017	230.38
6179	GUA230	230.00	6	1.0017	230.39	6260	CHA 230	230.00	6	1.0210	234.84
6263	ESP230	230.00	6	1.0241	235.53	6330	BAI230	230.00	6	1.0172	233.95
6340	CAN 230	230.00	6	1.0094	232.16	6360	GLA230	230.00	6	1.0073	231.67
6363	ZAM230	230.00	6	1.0128	232.94	6366	EVA230	230.00	6	1.0158	233.63
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0103	232.37	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0206	234.74
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0243	235.58	6590	24DIC230	230.00	6	1.0015	230.34
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0200	234.60	6690	DOM230	230.00	6	1.0246	235.65
6691	ALTO230	230.00	6	1.0274	236.31	6695	PANDO230	230.00	6	1.0253	235.83
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0252	235.80						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9876	227.14	6003	PANII230	230.00	6	0.9974	229.39
6005	CHO230	230.00	6	0.9739	223.99	6008	LSA230	230.00	6	0.9766	224.62
6105	PAM230	230.00	6	0.9739	223.99	6182	VEL230	230.00	6	0.9878	227.20
6240	LGU 230	230.00	6	0.9697	223.03	6430	ANTON230	230.00	6	0.9982	229.59
6450	LSA CAP 230	230.00	6	0.9766	224.62						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:48
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6012	MDN115	115.00	6	1.0130	116.49	6015	PRO115	115.00	6	1.0118	116.36
6059	LM1115	115.00	6	1.0015	115.17	6060	LM2115	115.00	6	1.0017	115.19
6066	FFIELD	115.00	6	1.0005	115.06	6074	LMDIST	115.00	6	1.0016	115.18
6087	CAL115	115.00	6	1.0202	117.32	6088	LES115	115.00	6	1.0231	117.66
6092	LVA115	115.00	6	1.0204	117.34	6123	MIR115	115.00	7	1.0095	116.09
6170	CPA115	115.00	6	1.0019	115.22	6173	STR115	115.00	6	1.0002	115.02
6261	CHA 115	115.00	6	1.0169	116.94	6270	CAT 115	115.00	6	1.0018	115.21
6280	GIR 115	115.00	6	1.0025	115.28	6290	CATII 11	115.00	6	1.0014	115.16
6331	BAI115	115.00	6	1.0065	115.74	6332	BAM115	115.00	6	1.0110	116.26
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0118	116.36						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

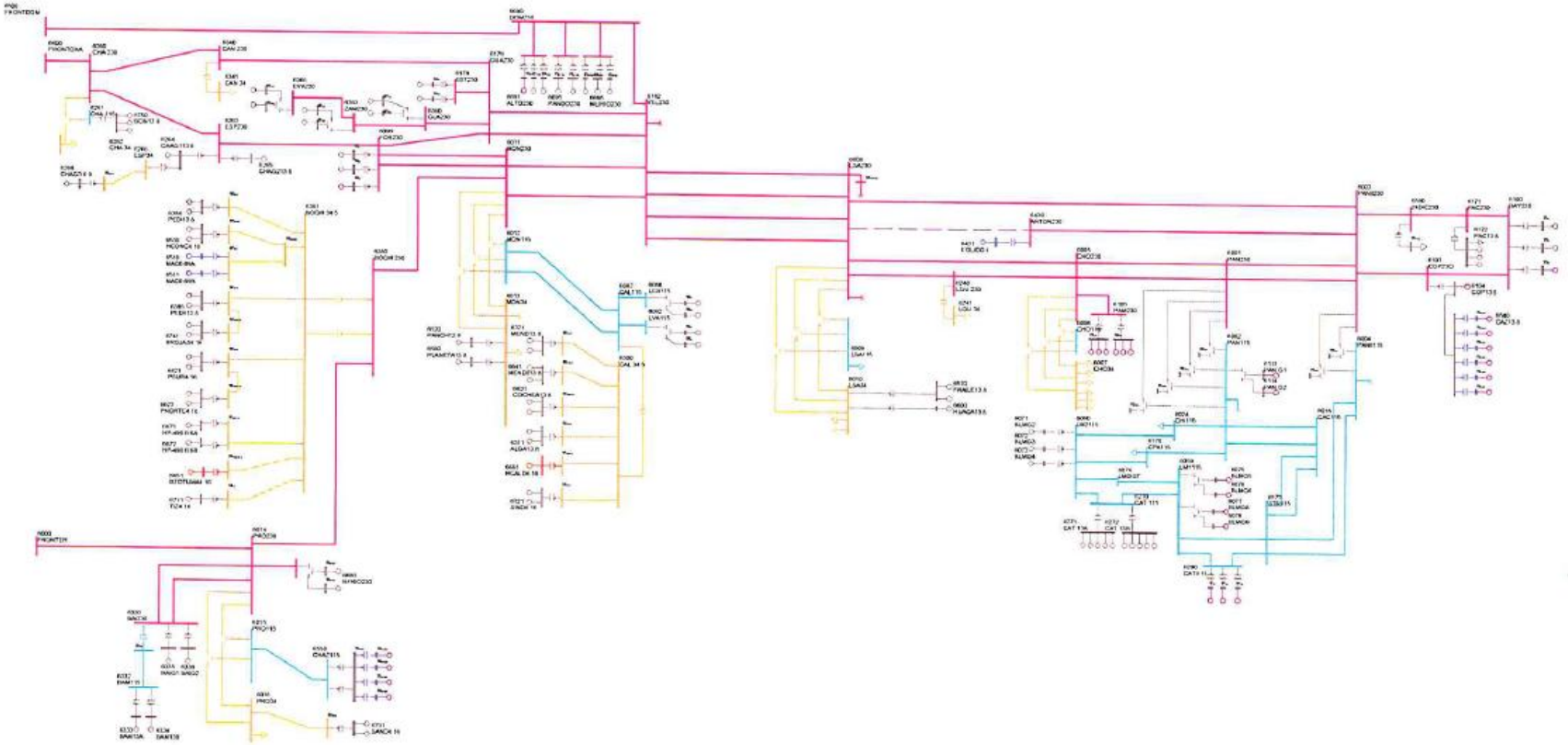
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9959	114.53	6004	PANII115	115.00	6	0.9941	114.32
6006	CHO115	115.00	6	0.9611	110.53	6009	LSA115	115.00	6	0.9929	114.18
6018	CAC115	115.00	6	0.9958	114.51	6019	CVI115A	115.00	6	0.9885	113.68
6024	CHI115	115.00	6	0.9885	113.68	6027	LOC115A	115.00	6	0.9884	113.66
6032	MAR115A	115.00	6	0.9869	113.49	6036	SMA115	115.00	6	0.9943	114.34
6040	SFR115	115.00	6	0.9861	113.40	6047	CLA115	115.00	6	0.9831	113.06
6055	MOS115B	115.00	6	0.9941	114.32	6057	TOC115	115.00	6	0.9909	113.95
6174	PM115-1A	115.00	6	0.9992	114.90	6175	PM115-2A	115.00	6	0.9992	114.90
6210	TIN115	115.00	6	0.9934	114.24	6211	PM115-9	115.00	6	0.9938	114.29
6230	CBA115	115.00	6	0.9872	113.53	6350	PM115-8	115.00	6	0.9916	114.03
6580	LBO115	115.00	6	0.9881	113.63						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  10:48
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 21
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T3       WND 2     6  T3    44.9    47.0    95.6    --      --      --      --
   6060 LM2115      115.00     6   6074 LMDIST      115.00*    6  26    88.2    90.6    97.3    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.8    54.0    97.7    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  10:48
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 21
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:48
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 CNT 21 IN MW/MVAR

	FROM GENE-	TO LOAD AT AREA	TO BUS	TO GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	906.3	1184.2	0.0	0.0	0.0	0.0	22.0	-300.0	-300.0	-300.0
GUATEMAL	237.5	342.4	212.4	0.0	0.0	577.6	247.0	13.4	13.4	
2	1046.1	1012.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.1	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	309.8	336.5	-158.1	0.0	0.0	240.8	313.7	58.5	58.5	
3	1096.2	1056.7	0.0	0.0	0.0	0.0	39.5	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	451.0	346.4	-27.9	0.0	0.0	349.1	465.1	16.4	16.4	
4	508.4	489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	18.7	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	81.8	193.1	-8.0	0.0	0.0	186.0	190.0	-107.3	-107.3	
5	1305.5	1280.1	0.0	0.0	0.0	0.0	25.5	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	134.2	509.8	-231.2	0.0	0.0	551.9	333.6	74.0	74.0	
6	1635.3	1306.7	0.0	0.0	0.0	0.0	88.3	240.3	240.3	240.0
PANAMA	125.0	228.9	-390.5	0.0	0.0	463.5	831.0	-80.9	-80.9	
7	110.1	46.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	59.7	59.7	60.0
ACANAL	35.4	8.2	-15.6	0.0	0.0	0.0	16.9	25.9	25.9	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6607.9	6376.1	0.0	0.0	0.0	0.0	231.8	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1374.7	1965.4	-619.0	0.0	0.0	2368.8	2397.2	0.0	0.0	

Contingencia 23: Llano de Sánchez – Antón



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:57
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	10.1	15.0	0.0	1.0200	38.5	0.9664	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	10.1	15.0	0.0	1.0200	38.5	0.9664	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	5.6	15.0	0.0	1.0100	38.0	0.9892	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.1	12.0	-5.0	1.0100	22.6	0.9838	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.1	12.0	-5.0	1.0100	22.6	0.9838	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.6	12.0	-5.0	1.0100	25.9	0.9951	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.6	12.0	-5.0	1.0100	25.9	0.9951	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	65.0	5.0	50.0	-50.0	1.0100	64.5	0.9971	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	65.0	-17.4	50.0	-50.0	0.9850	68.3	0.9659	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	45.6	15.1	30.0	-25.0	1.0100	47.6	0.9492	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	45.6	7.2	30.0	-25.0	1.0000	46.2	0.9878	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9848	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9848	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9848	19.5	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	12.6	29.0	-29.0	1.0200	57.2	0.9765	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	12.6	29.0	-29.0	1.0200	57.2	0.9765	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	3.5	52.4	-48.9	1.0200	97.7	0.9994	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	6.9	52.4	-48.9	1.0200	97.9	0.9976	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0165	10.3	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.3	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9995	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	0.0	2.0	-2.0	1.0000	3.7	1.0000	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	0.0	2.0	-2.0	1.0000	3.7	1.0000	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	0.0	2.0	-2.0	1.0000	3.7	1.0000	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	0.0	2.0	-2.0	1.0000	3.7	1.0000	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	0.1	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	0.1	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	0.1	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	0.1	2.5	-2.5	1.0000	8.3	1.0000	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	0.3	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9985	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	0.3	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9985	5.7			64	6

6321	MEND13.8	13.800	M1	8.4	1.5	4.2	-4.2	1.0000	8.6	0.9838	10.4	64 6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.4	1.5	4.2	-4.2	1.0000	8.6	0.9838	10.4	64 6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9975	30.0	64 6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9975	30.0	64 6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-4.9	14.0	-14.0	1.0100	42.0	0.9934	49.0	64 6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-4.9	14.0	-14.0	1.0100	42.0	0.9934	49.0	64 6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	0.3	7.8	-7.0	1.0100	11.9	0.9997	14.1	64 6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	0.3	7.8	-7.0	1.0100	11.9	0.9997	14.1	64 6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-3.4	7.8	-7.0	1.0100	16.3	0.9781	25.0	64 6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-3.4	7.8	-7.0	1.0100	16.3	0.9781	25.0	64 6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-5.2	8.0	-8.0	1.0100	26.8	0.9815	33.0	64 6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-5.2	8.0	-8.0	1.0100	26.8	0.9815	33.0	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.9	4.9	-4.9	1.0000	9.7	0.9803	12.5	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-1.9	4.9	-4.9	1.0000	9.7	0.9803	12.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-3.1	3.2	-3.6	1.0000	6.9	0.8951	7.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	-3.1	3.2	-3.6	1.0000	6.9	0.8951	7.5	64 6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0067	60.5	0.9850	152.3	63 6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0141	1.6	0.9985	2.1	64 6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0141	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9680	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0021	5.4	0.8851	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0021	5.4	0.8851	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9680	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9591	3.0	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9591	3.0	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9591	5.5	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0171	5.3	0.8851	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0171	5.3	0.8851	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0199	5.3	0.8851	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0199	5.3	0.8851	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.8	1.0	3.7	-3.7	1.0200	6.7	0.9891	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.8	1.0	3.7	-3.7	1.0200	6.7	0.9891	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.5	1.9	1.9	-1.9	1.0197	3.9	0.8813	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.5	1.9	1.9	-1.9	1.0197	3.9	0.8813	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	1.0077	5.3	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.6	-2.0	2.0	-2.0	1.0397	3.9	0.8793	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.9	2.3	-2.6	1.0200	6.7	0.9911	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.9	2.3	-2.6	1.0200	6.7	0.9911	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-0.2	8.0	-8.0	1.0200	26.1	1.0000	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-0.2	8.0	-8.0	1.0200	26.1	1.0000	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0101	23.2	0.9074	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-4.0	9.9	-9.9	1.0000	21.7	0.9825	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-1.4	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9960	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-1.4	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9960	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-1.2	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9969	18.5	64 6

6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-1.2	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9969	18.5	64	6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	-1.2	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9969	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	-2.3	2.3	-2.3	1.0026	4.9	0.8892	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0383	5.0	0.8744	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0383	5.0	0.8744	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0025	4.8	0.8892	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0025	5.2	0.9074	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	2.1	2.1	-2.1	1.0143	4.5	0.8892	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	2.1	2.1	-2.1	1.0143	4.5	0.8892	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	0.7	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9976	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	0.7	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9976	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	0.7	4.0	-4.0	1.0200	9.7	0.9976	35.3	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1628.8	84.4	829.5	-718.8				2264.8		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:57
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	3.4	8.0	0.0	1.0100	18.1	0.9825	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	10.5	11.0	0.0	1.0100	22.4	0.8845	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	25.1	13.1	15.0	0.0	1.0100	28.0	0.8862	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	4.7	8.0	0.0	1.0100	17.5	0.9635	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.6	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9882	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9912	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9912	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.1	36.0	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:57
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0191	234.39	6003	PANII230	230.00	6	1.0011	230.25
6011	MDN230	230.00	6	1.0052	231.21	6014	PRO230	230.00	6	1.0178	234.09
6096	FOR230	230.00	6	1.0071	231.63	6100	BAY230	230.00	6	1.0174	233.99
6103	COP23O	230.00	6	1.0040	230.93	6171	PAC230	230.00	6	1.0095	232.18
6178	EST230	230.00	6	1.0044	231.01	6179	GUA230	230.00	6	1.0044	231.02
6260	CHA 230	230.00	6	1.0223	235.13	6263	ESP230	230.00	6	1.0252	235.80
6330	BAI230	230.00	6	1.0181	234.15	6340	CAN 230	230.00	6	1.0117	232.68
6360	GLA230	230.00	6	1.0097	232.23	6363	ZAM230	230.00	6	1.0150	233.45
6366	EVA230	230.00	6	1.0179	234.11	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0123	232.83
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0218	235.01	6430	ANTON230	230.00	6	1.0078	231.79
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0250	235.75	6590	24DIC230	230.00	6	1.0050	231.15
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0210	234.83	6690	DOM230	230.00	6	1.0253	235.83
6691	ALTO230	230.00	6	1.0281	236.47	6695	PANDO230	230.00	6	1.0258	235.93
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0257	235.91						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9915	228.05	6005	CHO230	230.00	6	0.9772	224.76
6008	LSA230	230.00	6	0.9873	227.08	6105	PAM230	230.00	6	0.9772	224.76
6182	VEL230	230.00	6	0.9957	229.01	6240	LGU 230	230.00	6	0.9753	224.33
6450	LSA CAP 230	230.00	6	0.9873	227.08						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:57
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6009	LSA115	115.00	6	1.0040	115.46	6012	MDN115	115.00	6	1.0155	116.78
6015	PRO115	115.00	6	1.0129	116.48	6059	LM1115	115.00	6	1.0012	115.14
6060	LM2115	115.00	6	1.0014	115.16	6066	FFIELD	115.00	6	1.0002	115.03
6074	LMDIST	115.00	6	1.0013	115.15	6087	CAL115	115.00	6	1.0217	117.49
6088	LES115	115.00	6	1.0244	117.81	6092	LVA115	115.00	6	1.0218	117.50
6123	MIR115	115.00	7	1.0082	115.94	6170	CPA115	115.00	6	1.0014	115.16
6261	CHA 115	115.00	6	1.0178	117.04	6270	CAT 115	115.00	6	1.0015	115.17
6280	GIR 115	115.00	6	1.0020	115.22	6290	CATII 11	115.00	6	1.0011	115.13
6331	BAI115	115.00	6	1.0072	115.82	6332	BAM115	115.00	6	1.0115	116.32
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0129	116.48						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

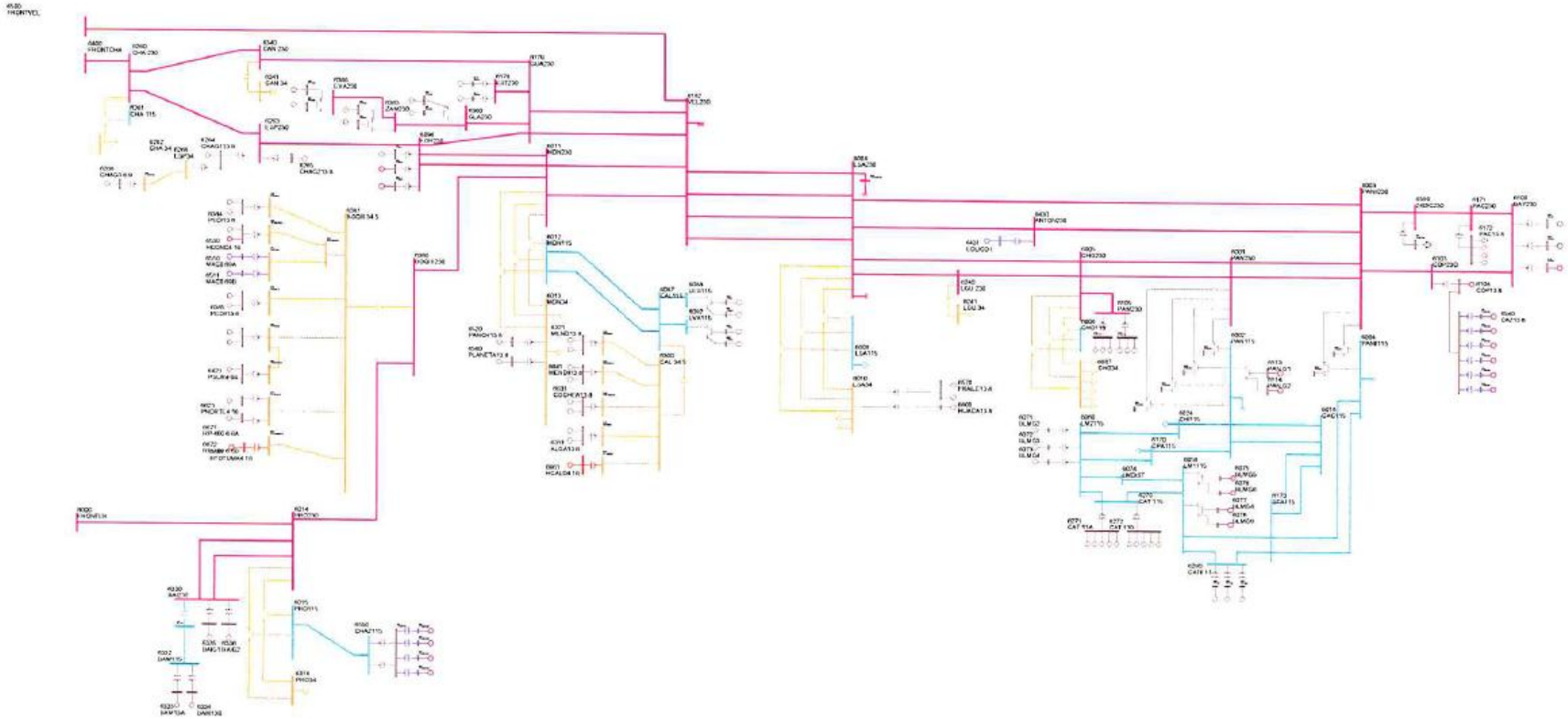
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9943	114.35	6004	PANII115	115.00	6	0.9959	114.53
6006	CHO115	115.00	6	0.9646	110.93	6018	CAC115	115.00	6	0.9942	114.34
6019	CVI115A	115.00	6	0.9894	113.78	6024	CHI115	115.00	6	0.9875	113.56
6027	LOC115A	115.00	6	0.9871	113.51	6032	MAR115A	115.00	6	0.9855	113.33
6036	SMA115	115.00	6	0.9927	114.16	6040	SFR115	115.00	6	0.9852	113.29
6047	CLA115	115.00	6	0.9821	112.94	6055	MOS115B	115.00	6	0.9925	114.13
6057	TOC115	115.00	6	0.9927	114.16	6173	STR115	115.00	6	1.0000	115.00
6174	PM115-1A	115.00	6	0.9984	114.81	6175	PM115-2A	115.00	6	0.9984	114.81
6210	TIN115	115.00	6	0.9918	114.06	6211	PM115-9	115.00	6	0.9922	114.10
6230	CBA115	115.00	6	0.9861	113.40	6350	PM115-8	115.00	6	0.9901	113.86
6580	LBO115	115.00	6	0.9890	113.74						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  10:57
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T3       WND 2     6  T3    45.0    47.0    95.6    --      --      --      --
   6060 LM2115      115.00     6   6074 LMDIST      115.00*    6  26    88.5    90.6    97.6    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.9    54.0    98.0    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  10:57
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 10:58
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	906.3	1184.2	0.0	0.0	0.0	0.0	22.0	-300.0	-300.0	-300.0
GUATEMAL	237.5	342.4	212.4	0.0	0.0	577.6	247.0	13.4	13.4	
2	1046.1	1012.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.1	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	309.8	336.5	-158.1	0.0	0.0	240.8	313.7	58.5	58.5	
3	1096.2	1056.7	0.0	0.0	0.0	0.0	39.5	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	451.0	346.4	-27.9	0.0	0.0	349.1	465.1	16.4	16.4	
4	508.4	489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	18.7	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	81.8	193.1	-8.0	0.0	0.0	186.0	190.0	-107.4	-107.4	
5	1305.5	1280.1	0.0	0.0	0.0	0.0	25.5	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	132.3	509.8	-231.3	0.0	0.0	552.1	333.4	72.5	72.5	
6	1628.8	1306.7	0.0	0.0	0.0	0.0	81.7	240.3	240.3	240.0
PANAMA	84.4	228.9	-392.5	0.0	0.0	462.9	790.8	-79.9	-79.9	
7	110.1	46.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	59.7	59.7	60.0
ACANAL	36.0	8.2	-15.6	0.0	0.0	0.0	17.0	26.5	26.5	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6601.3	6376.1	0.0	0.0	0.0	0.0	225.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1332.9	1965.4	-621.0	0.0	0.0	2368.5	2357.0	0.0	0.0	

Demanda Máxima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 11:02
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA 2013
AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0139	37.5	1.0000	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0139	37.5	1.0000	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	0.0	15.0	0.0	1.0142	37.5	1.0000	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	20.1	-0.3	12.0	-5.0	0.9900	20.3	0.9999	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	20.1	-0.3	12.0	-5.0	0.9900	20.3	0.9999	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	23.3	-5.0	12.0	-5.0	0.9975	23.9	0.9777	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	23.3	-5.0	12.0	-5.0	0.9975	23.9	0.9777	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	66.0	-10.5	50.0	-50.0	1.0000	66.9	0.9877	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	54.4	14.2	30.0	-25.0	1.0100	55.6	0.9677	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	54.4	-1.5	30.0	-25.0	0.9900	54.9	0.9996	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9876	17.9	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9876	17.9	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9876	17.9	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9876	17.9	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9876	17.9	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M6	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9876	17.9	0.8605	20.7			63	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9883	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9883	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9883	19.4	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	6.1	29.0	-29.0	1.0000	51.4	0.9930	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	51.0	6.1	29.0	-29.0	1.0000	51.4	0.9930	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	89.1	-8.3	52.4	-48.9	1.0000	89.5	0.9957	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	89.1	-4.8	52.4	-48.9	1.0000	89.3	0.9986	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	9.7	0.8623	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	-1.1	5.6	-5.6	1.0000	8.4	0.9905	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	-1.1	5.6	-5.6	1.0000	8.4	0.9905	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	-1.1	5.6	-5.6	1.0000	8.4	0.9905	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	-1.1	5.6	-5.6	1.0000	8.4	0.9905	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	-1.1	5.6	-5.6	1.0000	8.4	0.9905	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	-1.1	5.6	-5.6	1.0000	8.4	0.9905	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	-1.1	5.6	-5.6	1.0000	8.4	0.9905	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	-1.1	5.6	-5.6	1.0000	8.4	0.9905	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	-1.1	5.6	-5.6	1.0000	8.4	0.9905	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	-1.1	5.6	-5.6	1.0000	8.4	0.9905	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	-0.5	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9912	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	-0.5	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9912	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	-0.5	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9912	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	-0.5	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9912	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	8.4	0.9917	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	8.4	0.9917	10.9			62	6

6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	8.4	0.9917	10.9	62 6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	8.4	0.9917	10.9	62 6
6291	TCOG1	13.800	G1	47.0	23.7	25.0	-25.0	0.9900	53.2	0.8928	71.9	62 6
6292	TCOG2	13.800	G2	47.0	23.7	25.0	-25.0	0.9900	53.2	0.8928	71.9	62 6
6293	TCOG3	13.800	G3	47.0	23.7	25.0	-35.0	0.9900	53.2	0.8928	70.6	62 6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	0.8	2.3	-2.3	1.0000	4.9	0.9864	5.7	64 6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.8	0.8	2.3	-2.3	1.0000	4.9	0.9864	5.7	64 6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9966	9.9	0.9060	10.4	64 6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9966	9.9	0.9060	10.4	64 6
6333	BAM13A	13.800	G1	23.8	0.8	10.0	-10.0	1.0000	23.8	0.9995	30.0	64 6
6334	BAM13B	13.800	G2	23.8	0.8	10.0	-10.0	1.0000	23.8	0.9995	30.0	64 6
6335	BAIG1	13.800	G1	37.7	-9.0	14.0	-14.0	1.0000	38.8	0.9725	49.0	64 6
6336	BAIG2	13.800	G2	37.7	-9.0	14.0	-14.0	1.0000	38.8	0.9725	49.0	64 6
6361	GLA13A	13.800	G1	11.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0064	13.3	0.8526	14.1	64 6
6362	GLA13B	13.800	G2	11.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0064	13.3	0.8526	14.1	64 6
6364	LOR13A	13.800	G1	15.2	-7.0	7.8	-7.0	1.0108	16.6	0.9084	25.0	64 6
6365	LOR13B	13.800	G2	15.2	-7.0	7.8	-7.0	1.0108	16.6	0.9084	25.0	64 6
6367	PRU13A	13.800	G1	25.2	-8.0	8.0	-8.0	1.0115	26.1	0.9531	33.0	64 6
6368	PRU13B	13.800	G2	25.2	-8.0	8.0	-8.0	1.0115	26.1	0.9531	33.0	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.0	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.0	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9990	7.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9990	7.5	64 6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	120.0	-21.0	21.0	-21.0	1.0115	120.4	0.9850	152.3	63 6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0069	1.6	0.9985	2.1	64 6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0069	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9705	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.7	0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9960	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9705	4.4	0.8862	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9871	2.6	0.8937	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9871	2.6	0.8937	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.3	2.2	2.2	-2.2	0.9870	4.9	0.8893	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.2	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9969	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.2	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9969	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.2	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9679	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.2	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9679	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-3.0	3.7	-3.7	1.0000	7.1	0.9034	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-3.0	3.7	-3.7	1.0000	7.1	0.9034	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-1.9	1.9	-1.9	1.0010	3.8	0.8696	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-1.9	1.9	-1.9	1.0010	3.8	0.8696	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.2	2.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.8849	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0269	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.4	0.5	2.3	-2.6	1.0000	6.4	0.9967	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.4	0.5	2.3	-2.6	1.0000	6.4	0.9967	7.5	64 6
SUBSYSTEM TOTALS				1565.6	56.3	788.9	-656.7				2136.5	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 11:02
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA 2013

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	1.5	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9966	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.9	11.0	0.0	1.0100	21.7	0.9132	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	24.7	11.1	15.0	0.0	1.0100	26.9	0.9121	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	2.4	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9901	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.5	0.3	6.0	-6.0	1.0100	10.4	0.9996	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.4	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9991	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	0.4	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9991	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.2	25.1	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 11:02
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA 2013

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0150	233.44	6003	PANII230	230.00	6	1.0057	231.31
6005	CHO230	230.00	6	1.0050	231.15	6008	LSA230	230.00	6	1.0156	233.60
6011	MDN230	230.00	6	1.0134	233.07	6014	PRO230	230.00	6	1.0142	233.27
6096	FOR230	230.00	6	1.0141	233.25	6100	BAY230	230.00	6	1.0193	234.45
6103	COP23O	230.00	6	1.0082	231.89	6105	PAM230	230.00	6	1.0052	231.20
6171	PAC230	230.00	6	1.0133	233.06	6178	EST230	230.00	6	1.0120	232.77
6179	GUA230	230.00	6	1.0122	232.80	6182	VEL230	230.00	6	1.0160	233.67
6240	LGU 230	230.00	6	1.0106	232.44	6260	CHA 230	230.00	6	1.0180	234.13
6263	ESP230	230.00	6	1.0190	234.37	6330	BAI230	230.00	6	1.0135	233.09
6340	CAN 230	230.00	6	1.0156	233.59	6360	GLA230	230.00	6	1.0163	233.74
6363	ZAM230	230.00	6	1.0207	234.76	6366	EVA230	230.00	6	1.0232	235.34
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0141	233.25	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0176	234.04
6430	ANTON230	230.00	6	1.0139	233.20	6450	LSA CAP 230	230.00	6	1.0156	233.60
6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0201	234.63	6590	24DIC230	230.00	6	1.0092	232.12

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9996	229.91						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 11:02
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA 2013

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0017	115.20	6004	PANII115	115.00	6	1.0016	115.19
6009	LSA115	115.00	6	1.0334	118.84	6012	MDN115	115.00	6	1.0188	117.16
6015	PRO115	115.00	6	1.0122	116.41	6018	CAC115	115.00	6	1.0016	115.19
6059	LM1115	115.00	6	1.0173	116.99	6060	LM2115	115.00	6	1.0173	116.99
6066	FFIELD	115.00	6	1.0116	116.33	6074	LMDIST	115.00	6	1.0173	116.99
6087	CAL115	115.00	6	1.0169	116.95	6088	LES115	115.00	6	1.0179	117.06
6092	LVA115	115.00	6	1.0167	116.92	6123	MIR115	115.00	7	1.0152	116.75
6170	CPA115	115.00	6	1.0117	116.35	6173	STR115	115.00	6	1.0142	116.63
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0098	116.13	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0098	116.13
6261	CHA 115	115.00	6	1.0141	116.62	6270	CAT 115	115.00	6	1.0175	117.01
6280	GIR 115	115.00	6	1.0118	116.35	6290	CATII 11	115.00	6	1.0191	117.19
6331	BAI115	115.00	6	1.0028	115.32	6332	BAM115	115.00	6	1.0058	115.67
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0122	116.41						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

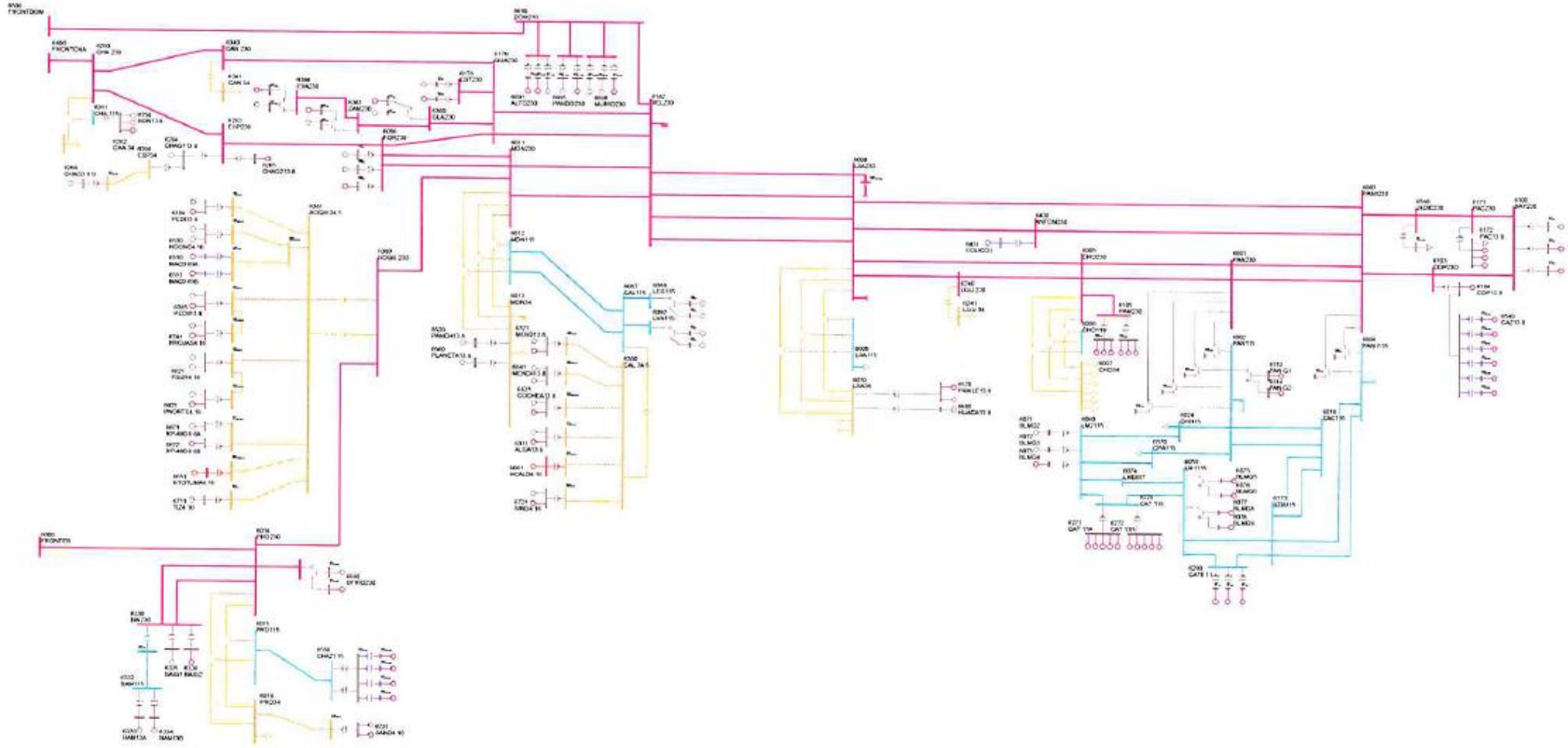
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9931	114.20	6019	CVI115A	115.00	6	0.9940	114.31
6024	CHI115	115.00	6	0.9979	114.76	6027	LOC115A	115.00	6	0.9939	114.30
6032	MAR115A	115.00	6	0.9912	113.99	6036	SMA115	115.00	6	0.9998	114.98
6040	SFR115	115.00	6	0.9917	114.04	6047	CLA115	115.00	6	0.9926	114.15
6055	MOS115B	115.00	6	0.9988	114.86	6057	TOC115	115.00	6	0.9985	114.82
6210	TIN115	115.00	6	0.9988	114.86	6211	PM115-9	115.00	6	0.9989	114.88
6230	CBA115	115.00	6	0.9928	114.17	6350	PM115-8	115.00	6	0.9966	114.61
6580	LBO115	115.00	6	0.9936	114.27						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  11:02
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA 2013
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T3       WND 2     6  T3    44.8    47.0    95.3    --      --      --      --

-------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  11:02
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA 2013
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 11:02
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - EPOCA SECA 2013 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	860.7	1120.2	0.0	0.0	0.0	0.0	27.9	-287.4	-287.4	-287.4
GUATEMAL	226.4	340.6	-67.0	0.0	0.0	304.3	279.5	-22.4	-22.4	
2	1044.8	1012.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.7	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	314.4	336.5	-146.0	0.0	0.0	239.7	286.4	77.2	77.2	
3	1094.1	1055.9	0.0	0.0	0.0	0.0	38.3	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	462.1	346.1	-27.8	0.0	0.0	344.3	452.9	35.1	35.1	
4	518.6	497.3	0.0	0.0	0.0	0.0	21.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	110.2	196.2	-9.3	0.0	0.0	181.8	216.8	-111.7	-111.7	
5	1473.7	1446.5	0.0	0.0	0.0	0.0	27.3	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	260.6	517.9	-231.2	0.0	0.0	470.4	378.4	65.9	65.9	
6	1565.6	1303.9	0.0	0.0	0.0	0.0	34.1	227.6	227.6	227.4
PANAMA	56.3	228.4	-93.3	0.0	0.0	495.2	476.3	-59.9	-59.9	
7	110.2	46.6	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	60.0	60.0	60.0
ACANAL	25.1	8.2	-15.9	0.0	0.0	0.0	17.0	15.9	15.9	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6667.7	6482.5	0.0	0.0	0.0	0.0	185.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1455.1	1973.9	-590.6	0.0	0.0	2035.6	2107.4	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 11:08
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MINIMA - EPOCA HUMEDA DE 2013

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	20.0	3.6	15.0	0.0	1.0100	20.1	0.9839	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	20.0	3.6	15.0	0.0	1.0100	20.1	0.9839	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	20.1	2.8	12.0	-5.0	1.0000	20.3	0.9904	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	20.1	2.8	12.0	-5.0	1.0000	20.3	0.9904	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	23.3	-3.9	12.0	-5.0	1.0000	23.6	0.9864	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	23.3	-3.9	12.0	-5.0	1.0000	23.6	0.9864	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	57.6	-10.9	50.0	-50.0	1.0000	58.6	0.9826	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	57.6	-24.1	50.0	-50.0	0.9850	63.4	0.9226	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	50.3	24.8	30.0	-25.0	1.0100	55.6	0.8966	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	7.2	29.0	-29.0	1.0100	51.0	0.9902	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	89.1	-7.1	52.4	-48.9	1.0100	88.5	0.9969	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	9.6	0.8623	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.8	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9253	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9863	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	23.8	0.8	10.0	-10.0	1.0100	23.6	0.9994	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	23.8	0.8	10.0	-10.0	1.0100	23.6	0.9994	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	37.7	-8.1	14.0	-14.0	1.0100	38.2	0.9777	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	10.8	-5.5	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.8903	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	14.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0103	15.8	0.8989	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0100	24.9	0.9479	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	8.5	-0.9	4.9	-4.9	1.0000	8.6	0.9941	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.5	-0.3	3.2	-3.6	1.0000	5.5	0.9985	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	50.0	-8.8	8.8	-8.8	1.0082	50.4	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0048	1.5	0.9981	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.2	2.0	2.0	-2.0	0.9435	5.0	0.9048	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.2	-1.8	2.5	-2.5	1.0000	4.6	0.9232	5.6			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.2	-1.8	2.5	-2.5	1.0000	4.6	0.9232	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9435	4.6	0.8862	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9732	2.7	0.8937	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.3	2.2	2.2	-2.2	0.9739	5.0	0.8893	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.2	-1.3	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9531	5.6			64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.2	-1.3	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9531	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0003	4.9	0.8622	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-3.1	3.7	-3.7	1.0000	7.1	0.9014	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-1.6	1.9	-1.9	1.0000	3.7	0.8960	4.1			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-1.6	1.9	-1.9	1.0000	3.7	0.8960	4.1			64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.2	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9623	5.6			64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0255	3.8	0.8675	4.4			64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.1	0.2	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9996	7.5			64	6

6681	BFRIO13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0134	24.8	0.9479	33.0		64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	19.1	-5.9	9.9	-9.9	1.0000	20.0	0.9554	24.9		64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	14.2	-5.8	12.8	-8.3	1.0000	15.3	0.9247	18.5		64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	14.2	-5.3	12.8	-8.3	1.0000	15.1	0.9354	18.5		64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	14.2	-5.3	12.8	-8.3	1.0000	15.1	0.9354	18.5		64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	3.9	-1.1	2.3	-2.3	1.0000	4.1	0.9627	5.2		64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0252	4.8	0.8622	5.6		64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0113	4.4	0.8668	5.0		64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	3.7	-1.5	2.1	-2.1	1.0000	4.0	0.9215	4.8		64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	8.9	-2.4	4.0	-4.0	1.0000	9.2	0.9651	35.3		64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	8.9	-2.4	4.0	-4.0	1.0000	9.2	0.9651	35.3		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				834.0	-84.4	483.4	-400.9				1371.9			

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	5.1	8.0	0.0	1.0100	18.5	0.9621	27.7			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	27.2	14.6	15.0	0.0	1.0100	30.6	0.8804	44.1			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.1	1.5	6.0	-6.0	1.0100	10.1	0.9896	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9919	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9919	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				75.3	23.8	41.0	-18.0				110.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 11:08
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MINIMA - EPOCA HUMEDA DE 2013

OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X--- FROM BUS ---				X--- TO BUS ---						RATING SET A	RATING SET B	RATING SET C
BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT

* NONE *

OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X--- FROM BUS ---				X--- TO BUS ---						RATING SET A	RATING SET B	RATING SET C
BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 11:08

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MINIMA - EPOCA HUMEDA DE 2013

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0244	235.60	6008	LSA230	230.00	6	1.0047	231.09
6011	MDN230	230.00	6	1.0129	232.96	6014	PRO230	230.00	6	1.0221	235.09
6096	FOR230	230.00	6	1.0139	233.21	6100	BAY230	230.00	6	1.0051	231.18
6178	EST230	230.00	6	1.0146	233.36	6179	GUA230	230.00	6	1.0146	233.37
6182	VEL230	230.00	6	1.0131	233.01	6260	CHA 230	230.00	6	1.0275	236.32
6263	ESP230	230.00	6	1.0272	236.25	6330	BAI230	230.00	6	1.0221	235.08
6340	CAN 230	230.00	6	1.0206	234.75	6360	GLA230	230.00	6	1.0166	233.83
6363	ZAM230	230.00	6	1.0187	234.31	6366	EVA230	230.00	6	1.0199	234.58
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0169	233.88	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0285	236.54
6430	ANTON230	230.00	6	1.0090	232.07	6450	LSA CAP 230	230.00	6	1.0047	231.09
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0289	236.65	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0233	235.36
6690	DOM230	230.00	6	1.0285	236.56	6691	ALTO230	230.00	6	1.0295	236.79
6695	PANDO230	230.00	6	1.0282	236.48	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0279	236.42

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9893	227.54	6003	PANII230	230.00	6	0.9926	228.30
6005	CHO230	230.00	6	0.9876	227.14	6103	COP23O	230.00	6	0.9950	228.85
6105	PAM230	230.00	6	0.9876	227.14	6171	PAC230	230.00	6	0.9960	229.09
6240	LGU 230	230.00	6	0.9961	229.11	6590	24DIC230	230.00	6	0.9941	228.65

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 11:08
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MINIMA - EPOCA HUMEDA DE 2013

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0045	115.51	6004	PANII115	115.00	6	1.0061	115.70
6009	LSA115	115.00	6	1.0211	117.43	6012	MDN115	115.00	6	1.0137	116.57
6015	PRO115	115.00	6	1.0186	117.14	6018	CAC115	115.00	6	1.0043	115.50
6019	CVI115A	115.00	6	1.0013	115.15	6036	SMA115	115.00	6	1.0034	115.39
6055	MOS115B	115.00	6	1.0039	115.44	6057	TOC115	115.00	6	1.0040	115.46
6059	LM1115	115.00	6	1.0029	115.34	6060	LM2115	115.00	6	1.0030	115.34
6066	FFIELD	115.00	6	1.0018	115.21	6074	LMDIST	115.00	6	1.0029	115.34
6087	CAL115	115.00	6	1.0156	116.79	6088	LES115	115.00	6	1.0178	117.05
6092	LVA115	115.00	6	1.0155	116.78	6123	MIR115	115.00	7	1.0154	116.77
6170	CPA115	115.00	6	1.0029	115.33	6173	STR115	115.00	6	1.0039	115.45
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0045	115.51	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0045	115.51
6210	TIN115	115.00	6	1.0031	115.36	6211	PM115-9	115.00	6	1.0035	115.41
6261	CHA 115	115.00	6	1.0165	116.89	6270	CAT 115	115.00	6	1.0029	115.34
6280	GIR 115	115.00	6	1.0029	115.33	6290	CATII 11	115.00	6	1.0031	115.35
6331	BAI115	115.00	6	1.0120	116.37	6332	BAM115	115.00	6	1.0152	116.75
6350	PM115-8	115.00	6	1.0011	115.13	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0186	117.14
6580	LBO115	115.00	6	1.0010	115.11						

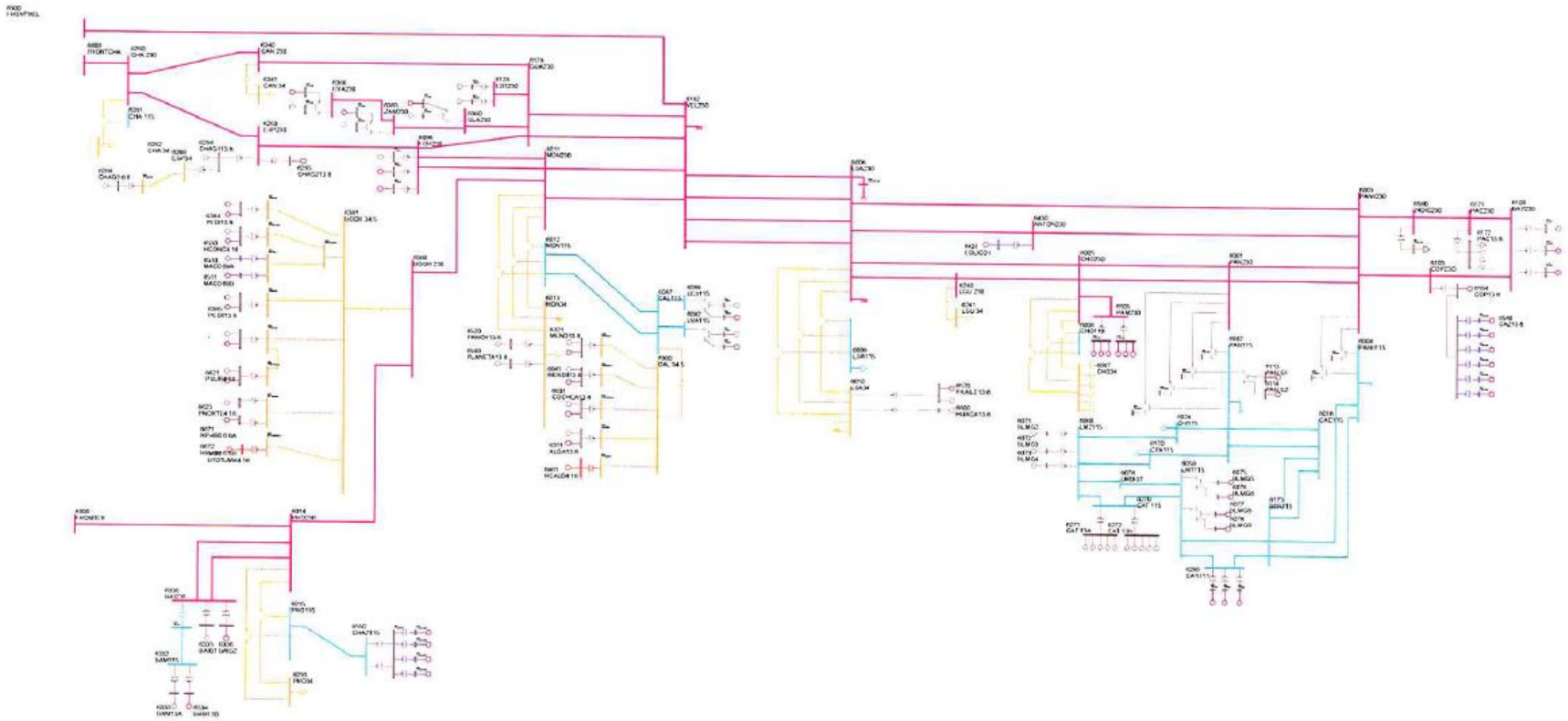
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9774	112.40	6024	CHI115	115.00	6	0.9975	114.72
6027	LOC115A	115.00	6	0.9991	114.90	6032	MAR115A	115.00	6	0.9976	114.72
6040	SFR115	115.00	6	0.9980	114.77	6047	CLA115	115.00	6	0.9937	114.28
6230	CBA115	115.00	6	0.9985	114.83						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 11:08
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MINIMA - EPOCA HUMEDA DE 2013 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	616.8	734.7	0.0	0.0	0.0	0.0	10.2	-128.2	-128.2	-128.2
GUATEMAL	18.5	100.4	380.7	0.0	0.0	597.9	161.8	-26.4	-26.4	
2	480.5	470.9	0.0	0.0	0.0	0.0	10.8	-1.1	-1.1	0.0
SALVADOR	48.9	126.5	0.0	0.0	0.0	248.8	108.6	62.5	62.5	
3	515.0	503.2	0.0	0.0	0.0	0.0	11.7	0.1	0.1	0.0
HONDURAS	-9.2	164.8	38.9	0.0	0.0	382.3	151.4	18.0	18.0	
4	278.4	273.9	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-85.6	108.5	19.8	0.0	0.0	201.0	52.0	-64.9	-64.9	
5	696.1	689.6	0.0	0.0	0.0	0.0	6.5	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	-77.1	282.1	21.1	0.0	0.0	571.1	120.3	70.6	70.6	
6	834.0	718.7	0.0	0.0	0.0	0.0	33.1	82.2	82.2	81.2
PANAMA	-84.4	260.9	-99.0	0.0	0.0	496.5	328.3	-78.0	-78.0	
7	75.3	25.7	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6	47.0	47.0	47.0
ACANAL	23.8	9.3	-15.6	0.0	0.0	0.0	11.8	18.2	18.2	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	3496.0	3416.6	0.0	0.0	0.0	0.0	79.4	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-165.1	1052.4	345.9	0.0	0.0	2497.6	934.2	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 11:18
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE REGIONAL - DEMANDA MINIMA - EPOCA SECA 2013

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.4	15.0	0.0	1.0100	37.6	0.9993	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.4	15.0	0.0	1.0100	37.6	0.9993	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.3	15.0	0.0	1.0100	37.6	0.9994	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	20.1	-0.2	12.0	-5.0	0.9900	20.3	0.9999	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	23.3	-5.0	12.0	-5.0	0.9987	23.9	0.9777	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	50.0	-27.7	50.0	-50.0	0.9900	57.7	0.8746	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	49.0	1.2	30.0	-25.0	1.0100	48.5	0.9997	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	7.9	9.0	-11.0	1.0000	18.7	0.9059	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	7.9	9.0	-11.0	1.0000	18.7	0.9059	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	7.9	9.0	-11.0	1.0000	18.7	0.9059	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	2.7	29.0	-29.0	0.9900	51.6	0.9986	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	51.0	2.7	29.0	-29.0	0.9900	51.6	0.9986	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	89.1	-20.5	52.4	-48.9	0.9900	92.4	0.9745	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	9.8	0.8623	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	-0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9979	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	-0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9979	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	-0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9979	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	-0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9979	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	-0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9979	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	-0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9979	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	-0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9979	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	-0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9979	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	-0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9979	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	-0.5	5.6	-5.6	1.0000	8.3	0.9979	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	1.0	2.3	-2.3	1.0000	5.0	0.9774	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9943	9.9	0.9060	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	23.8	-1.5	10.0	-10.0	1.0000	23.8	0.9980	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	37.7	-14.0	14.0	-14.0	1.0061	40.0	0.9374	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0173	13.7	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0196	17.2	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0195	27.2	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.6	4.9	-4.9	0.9900	9.7	0.9858	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-1.3	3.2	-3.6	0.9900	6.4	0.9797	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	120.0	-21.0	21.0	-21.0	1.0272	118.6	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	0.9966	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9251	5.6	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.7	-2.5	2.5	-2.5	0.9903	5.4	0.8851	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9251	4.7	0.8862	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9638	2.7	0.8937	3.0			63	6

6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.3	2.2	2.2	-2.2	0.9645	5.0	0.8892	5.5		63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	0.9900	5.0	0.8630	5.6		64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	0.9901	5.0	0.8622	5.6		64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-3.7	3.7	-3.7	1.0075	7.3	0.8651	8.4		64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-1.9	1.9	-1.9	1.0085	3.7	0.8696	4.1		64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.2	-2.3	2.5	-2.5	0.9900	4.9	0.8820	5.6		64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0337	3.8	0.8675	4.4		64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.1	0.1	2.3	-2.6	0.9900	6.1	0.9998	7.5		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				908.5	-85.6	458.5	-394.5				1247.3			

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	3.0	8.0	0.0	1.0100	18.1	0.9868	27.7			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	22.7	12.9	15.0	0.0	1.0100	25.9	0.8692	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	14.0	4.6	8.0	0.0	1.0100	14.6	0.9501	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	2.1	6.0	-6.0	1.0100	10.1	0.9791	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.8	6.0	-6.0	1.0100	10.1	0.9850	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				74.7	24.3	43.0	-12.0				125.5				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 07 2011 11:18
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE REGIONAL - DEMANDA MINIMA - EPOCA SECA 2013

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0286	236.58	6001	PAN230	230.00	6	1.0240	235.52
6003	PANII230	230.00	6	1.0275	236.33	6005	CHO230	230.00	6	1.0216	234.97
6008	LSA230	230.00	6	1.0230	235.29	6011	MDN230	230.00	6	1.0210	234.82
6014	PRO230	230.00	6	1.0268	236.16	6096	FOR230	230.00	6	1.0223	235.13
6100	BAY230	230.00	6	1.0357	238.21	6103	COP23O	230.00	6	1.0293	236.73
6105	PAM230	230.00	6	1.0216	234.97	6171	PAC230	230.00	6	1.0334	237.68
6178	EST230	230.00	6	1.0231	235.32	6179	GUA230	230.00	6	1.0234	235.38
6182	VEL230	230.00	6	1.0280	236.43	6240	LGU 230	230.00	6	1.0236	235.43
6260	CHA 230	230.00	6	1.0270	236.20	6263	ESP230	230.00	6	1.0256	235.89
6330	BAI230	230.00	6	1.0261	236.00	6340	CAN 230	230.00	6	1.0264	236.07
6360	GLA230	230.00	6	1.0256	235.90	6363	ZAM230	230.00	6	1.0280	236.45
6366	EVA230	230.00	6	1.0294	236.75	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0231	235.31
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0271	236.22	6430	ANTON230	230.00	6	1.0296	236.80
6450	LSA CAP 230	230.00	6	1.0230	235.29	6500	FRONTVEL	230.00	6	1.0356	238.19
6590	24DIC230	230.00	6	1.0303	236.96						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000: * NONE *

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  11:18
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE REGIONAL - DEMANDA MINIMA - EPOCA SECA 2013

 BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:
   BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
   6002 PAN115      115.00    6 1.0115 116.33      6004 PANII115    115.00    6 1.0103 116.19
   6006 CHO115      115.00    6 1.0119 116.36      6009 LSA115      115.00    6 1.0313 118.60
   6012 MDN115      115.00    6 1.0165 116.89      6015 PRO115      115.00    6 1.0248 117.85
   6018 CAC115      115.00    6 1.0116 116.34      6019 CVI115A     115.00    6 1.0065 115.75
   6024 CHI115      115.00    6 1.0046 115.53      6027 LOC115A     115.00    6 1.0083 115.96
   6032 MAR115A     115.00    6 1.0077 115.89      6036 SMA115      115.00    6 1.0107 116.23
   6040 SFR115      115.00    6 1.0071 115.82      6047 CLA115      115.00    6 1.0009 115.10
   6055 MOS115B     115.00    6 1.0110 116.27      6057 TOC115      115.00    6 1.0082 115.95
   6059 LM1115      115.00    6 1.0103 116.19      6060 LM2115      115.00    6 1.0104 116.19
   6066 FFIELD      115.00    6 1.0106 116.22      6074 LMDIST      115.00    6 1.0103 116.19
   6087 CAL115      115.00    6 1.0169 116.94      6088 LES115      115.00    6 1.0174 117.01
   6092 LVA115      115.00    6 1.0168 116.93      6123 MIR115      115.00    7 1.0224 117.58
   6170 CPA115      115.00    6 1.0100 116.15      6173 STR115      115.00    6 1.0104 116.19
   6174 PM115-1A    115.00    6 1.0119 116.37      6175 PM115-2A    115.00    6 1.0119 116.37
   6210 TIN115      115.00    6 1.0103 116.18      6211 PM115-9     115.00    6 1.0107 116.23
   6230 CBA115      115.00    6 1.0077 115.89      6261 CHA 115     115.00    6 1.0232 117.67
   6270 CAT 115     115.00    6 1.0105 116.21      6280 GIR 115     115.00    6 1.0100 116.15
   6290 CATII 11    115.00    6 1.0103 116.19      6331 BAI115      115.00    6 1.0198 117.27
   6332 BAM115      115.00    6 1.0196 117.26      6350 PM115-8     115.00    6 1.0099 116.13
   6550 CHAZ115     115.00    6 1.0248 117.85      6580 LBO115      115.00    6 1.0063 115.72

 BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:       * NONE *


PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  11:18
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE REGIONAL - DEMANDA MINIMA - EPOCA SECA 2013
                        OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):
 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                    * NONE *
-------------------------------------------------------------------------------
                        OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]

                                    * NONE *
 PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      SAT, MAY 07 2011  11:18
```

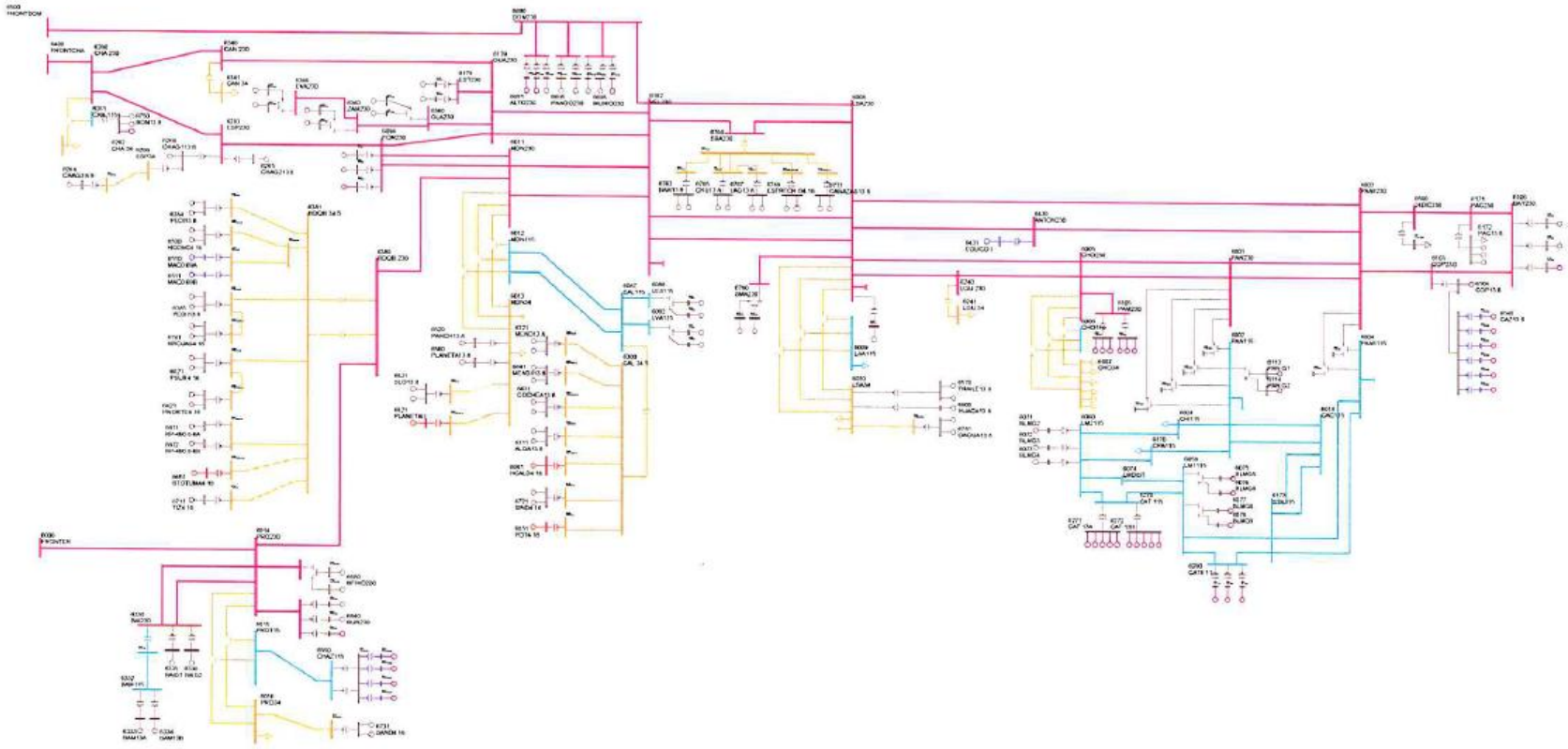
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE REGIONAL - DEMANDA MINIMA - EPOCA SECA 2013

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	507.6	720.4	0.0	0.0	0.0	0.0	13.7	-226.6	-226.6	-226.5
GUATEMAL	5.0	100.0	74.3	0.0	0.0	316.1	169.7	-22.9	-22.9	
2	481.8	470.9	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	59.1	126.5	0.0	0.0	0.0	252.0	108.0	76.6	76.6	
3	512.0	496.8	0.0	0.0	0.0	0.0	15.3	-0.1	-0.1	0.0
HONDURAS	12.2	162.7	38.9	0.0	0.0	378.7	174.0	15.4	15.4	
4	285.1	273.8	0.0	0.0	0.0	0.0	11.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-37.5	108.4	19.1	0.0	0.0	194.4	97.1	-67.8	-67.8	
5	776.0	763.6	0.0	0.0	0.0	0.0	12.4	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	-3.9	288.2	-35.2	0.0	0.0	484.6	179.6	48.1	48.1	
6	908.5	717.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.8	179.6	179.6	179.5
PANAMA	-85.6	260.3	26.6	0.0	0.0	506.8	204.9	-70.5	-70.5	
7	74.7	25.6	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	47.1	47.1	47.0
ACANAL	24.3	9.3	-15.7	0.0	0.0	0.0	9.6	21.1	21.1	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	3545.7	3468.2	0.0	0.0	0.0	0.0	77.5	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-26.3	1055.3	108.0	0.0	0.0	2132.5	942.8	0.0	0.0	

Año 2014

Demanda Máxima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 8:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014
AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.6	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9991	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.6	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9991	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.6	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9992	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.0	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9910	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.0	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9910	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.6	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9906	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.6	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9906	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	5.7	50.0	-50.0	1.0100	74.5	0.9971	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	75.0	5.7	50.0	-50.0	1.0100	74.5	0.9971	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	65.8	7.7	30.0	-25.0	1.0100	65.6	0.9932	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	65.8	7.7	30.0	-25.0	1.0100	65.6	0.9932	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9960	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9960	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9960	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	9.9	29.0	-29.0	1.0000	57.8	0.9854	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	9.9	29.0	-29.0	1.0000	57.8	0.9854	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-4.8	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9988	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-1.6	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9999	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9765	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9765	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9928	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9928	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9987	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9987	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-9.4	14.0	-14.0	1.0000	43.2	0.9758	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-9.4	14.0	-14.0	1.0000	43.2	0.9758	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-4.8	7.8	-7.0	1.0000	13.0	0.9283	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-4.8	7.8	-7.0	1.0000	13.0	0.9283	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0016	17.5	0.9167	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0016	17.5	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0025	27.7	0.9576	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0025	27.7	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9990	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9990	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0151	60.0	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0073	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0073	1.6	0.9985	2.1			64	6

6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9685	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9818	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9818	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9685	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9783	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9783	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9782	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9900	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9900	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9566	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9566	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9848	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9848	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9942	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9942	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.7	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9417	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0233	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9964	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9964	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0061	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0061	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0089	23.3	0.9074	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-1.3	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9967	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-1.3	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9967	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-1.0	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9981	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-1.0	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9981	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.8	2.3	-2.3	1.0000	4.8	0.9256	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0217	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0217	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0000	4.8	0.8925	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0000	4.8	0.8925	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9598	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9598	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-1.0	4.0	-4.0	1.0000	10.0	0.9948	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-1.0	4.0	-4.0	1.0000	10.0	0.9948	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	2.8	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9328	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	2.8	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9328	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9616	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9616	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9814	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9814	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9732	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9732	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9444	3.3	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9444	3.3	63 6

6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	-1.2	1.6	-1.6	1.0000	3.3	0.9363	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	-1.2	1.6	-1.6	1.0000	3.3	0.9363	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	189.1	300.0	-225.0	1.0461	180.7	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0149	3.9	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9961	4.5	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9961	4.5	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9970	17.9	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9970	17.9	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0232	4.0	0.8678	4.6		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1633.4	202.5	1094.8	-913.5				2463.9			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 8:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	0.0	8.0	0.0	1.0141	17.7	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	6.3	11.0	0.0	1.0100	20.8	0.9533	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	25.1	7.8	15.0	0.0	1.0100	26.0	0.9544	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	0.0	8.0	0.0	1.0127	16.8	1.0000	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	-0.2	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9998	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.0	6.0	-6.0	1.0100	9.9	1.0000	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.1	-0.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	1.0000	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.2	13.9	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 8:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0166	233.83	6001	PAN230	230.00	6	1.0044	231.00
6003	PANII230	230.00	6	1.0141	233.25	6008	LSA230	230.00	6	1.0100	232.30
6011	MDN230	230.00	6	1.0054	231.25	6014	PRO230	230.00	6	1.0152	233.50
6096	FOR230	230.00	6	1.0071	231.64	6100	BAY230	230.00	6	1.0288	236.62
6103	COP23O	230.00	6	1.0168	233.85	6171	PAC230	230.00	6	1.0220	235.05
6178	EST230	230.00	6	1.0022	230.51	6179	GUA230	230.00	6	1.0023	230.54
6182	VEL230	230.00	6	1.0028	230.65	6260	CHA 230	230.00	6	1.0158	233.64
6263	ESP230	230.00	6	1.0166	233.81	6330	BAI230	230.00	6	1.0143	233.30
6340	CAN 230	230.00	6	1.0080	231.84	6360	GLA230	230.00	6	1.0069	231.59
6363	ZAM230	230.00	6	1.0117	232.69	6366	EVA230	230.00	6	1.0144	233.31

6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0104	232.40	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0166	233.81
6430	ANTON230	230.00	6	1.0162	233.71	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0246	235.65
6590	24DIC230	230.00	6	1.0177	234.08	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0179	234.12
6690	DOM230	230.00	6	1.0252	235.80	6691	ALTO230	230.00	6	1.0269	236.18
6695	PANDO230	230.00	6	1.0257	235.92	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0256	235.88
6760	SBA230	230.00	6	1.0048	231.10	6790	SMA230	230.00	6	1.0109	232.51
6840	BUR230	230.00	6	1.0175	234.03						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9921	228.19	6105	PAM230	230.00	6	0.9921	228.19
6240	LGU 230	230.00	6	0.9947	228.79						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 8:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0274	118.15	6004	PANII115	115.00	6	1.0261	118.01
6009	LSA115	115.00	6	1.0265	118.04	6012	MDN115	115.00	6	1.0132	116.52
6015	PRO115	115.00	6	1.0104	116.20	6018	CAC115	115.00	6	1.0271	118.12
6019	CVI115A	115.00	6	1.0226	117.60	6024	CHI115	115.00	6	1.0153	116.76
6027	LOC115A	115.00	6	1.0217	117.50	6032	MAR115A	115.00	6	1.0198	117.28
6036	SMA115	115.00	6	1.0263	118.02	6040	SFR115	115.00	6	1.0198	117.27
6047	CLA115	115.00	6	1.0104	116.19	6055	MOS115B	115.00	6	1.0254	117.92
6057	TOC115	115.00	6	1.0242	117.78	6059	LM1115	115.00	6	1.0197	117.26
6060	LM2115	115.00	6	1.0198	117.28	6066	FFIELD	115.00	6	1.0132	116.52
6074	LMDIST	115.00	6	1.0197	117.27	6087	CAL115	115.00	6	1.0153	116.76
6088	LES115	115.00	6	1.0177	117.03	6092	LVA115	115.00	6	1.0152	116.75
6123	MIR115	115.00	7	1.0374	119.30	6170	CPA115	115.00	6	1.0213	117.45
6173	STR115	115.00	6	1.0216	117.49	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0245	117.82
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0245	117.82	6210	TIN115	115.00	6	1.0241	117.77
6211	PM115-9	115.00	6	1.0247	117.84	6230	CBA115	115.00	6	1.0207	117.38
6261	CHA 115	115.00	6	1.0082	115.95	6270	CAT 115	115.00	6	1.0197	117.27
6280	GIR 115	115.00	6	1.0213	117.45	6290	CATII 11	115.00	6	1.0199	117.29
6331	BAI115	115.00	6	1.0017	115.19	6332	BAM115	115.00	6	1.0049	115.56
6350	PM115-8	115.00	6	1.0237	117.73	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0104	116.20
6580	LBO115	115.00	6	1.0222	117.55						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

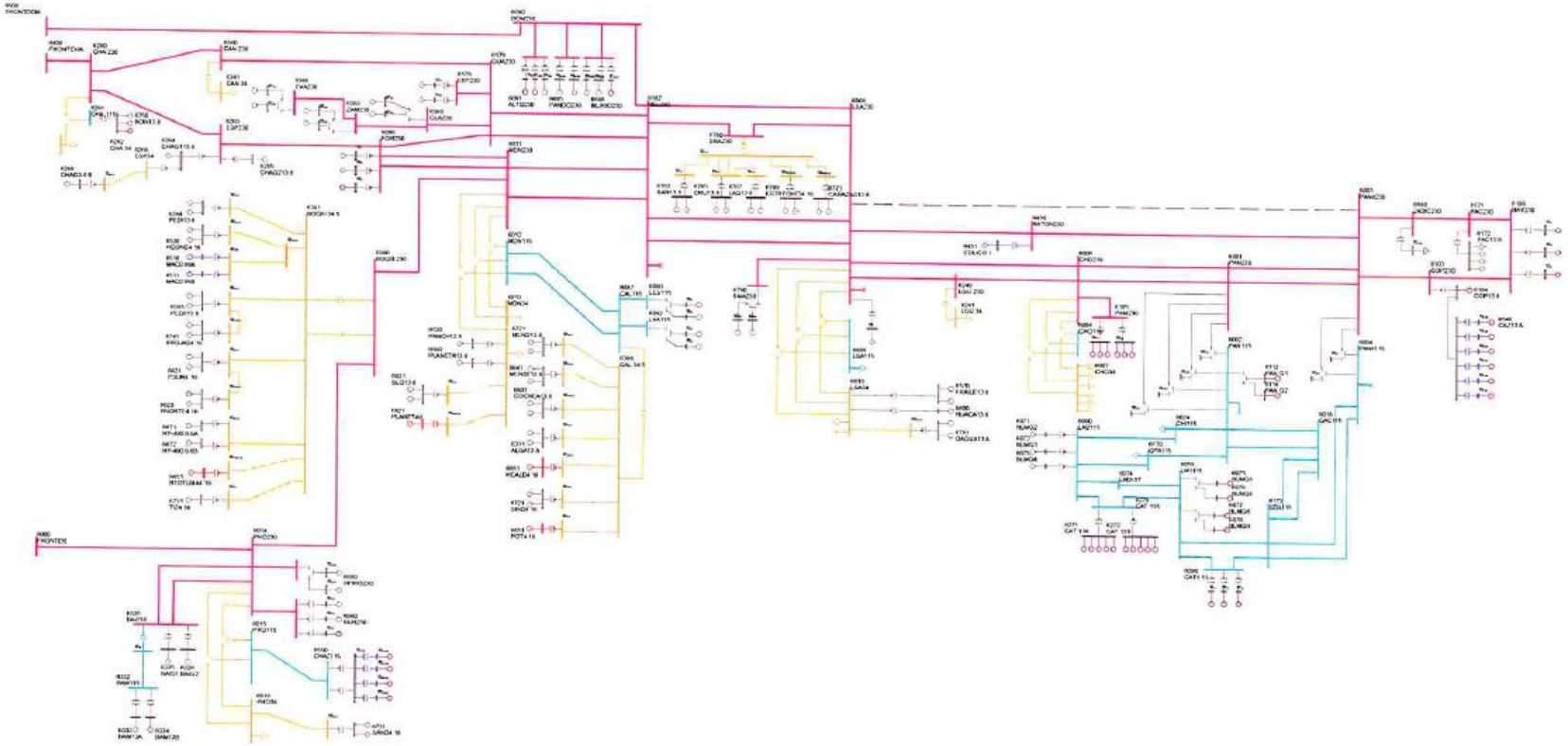
6006	CHO115	115.00	6	0.9796	112.66

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 12 2011   8:47
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.2    62.5    96.3    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.4    54.0    98.8    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 12 2011   8:47
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 8:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	905.3	1150.5	0.0	0.0	0.0	0.0	20.9	-266.1	-266.1	-266.1
GUATEMAL	220.0	340.6	219.0	0.0	0.0	600.8	237.6	23.6	23.6	
2	1088.7	1054.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.8	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	265.2	350.4	-159.5	0.0	0.0	234.9	301.7	7.5	7.5	
3	1137.6	1106.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.6	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	370.0	362.7	-10.0	0.0	0.0	457.8	412.3	62.8	62.8	
4	533.5	514.6	0.0	0.0	0.0	0.0	18.8	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	81.3	202.9	-9.1	0.0	0.0	203.2	200.3	-109.6	-109.6	
5	1498.0	1468.8	0.0	0.0	0.0	0.0	29.1	0.1	0.1	0.0
COSTA RI	240.1	538.4	-228.4	0.0	0.0	555.3	417.7	67.7	67.7	
6	1633.4	1333.8	0.0	0.0	0.0	0.0	93.6	206.0	206.0	206.1
PANAMA	202.5	233.7	-365.1	0.0	0.0	501.3	893.1	-57.9	-57.9	
7	110.2	46.6	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	60.0	60.0	60.0
ACANAL	13.9	8.2	-16.1	0.0	0.0	0.0	15.9	6.0	6.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6906.7	6674.4	0.0	0.0	0.0	0.0	232.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1393.0	2036.9	-569.3	0.0	0.0	2553.3	2478.6	0.0	0.0	

Contingencia 3: Llano Sánchez – Panamá II



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:27
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 3

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	7.9	15.0	0.0	1.0200	38.0	0.9792	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	7.9	15.0	0.0	1.0200	38.0	0.9792	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	8.1	15.0	0.0	1.0200	38.1	0.9780	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.0	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9910	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.0	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9910	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.6	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9906	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.6	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9906	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	5.7	50.0	-50.0	1.0100	74.5	0.9971	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	75.0	5.7	50.0	-50.0	1.0100	74.5	0.9971	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	81.2	19.8	30.0	-25.0	1.0100	82.8	0.9714	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	65.8	18.4	30.0	-25.0	1.0100	67.7	0.9631	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9793	19.6	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9793	19.6	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9793	19.6	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	9.9	29.0	-29.0	1.0000	57.8	0.9854	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	9.9	29.0	-29.0	1.0000	57.8	0.9854	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-4.8	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9988	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-1.6	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9999	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9765	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9765	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9928	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9928	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9987	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9987	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-9.4	14.0	-14.0	1.0000	43.2	0.9758	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-9.4	14.0	-14.0	1.0000	43.2	0.9758	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-4.8	7.8	-7.0	1.0000	13.0	0.9283	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-4.8	7.8	-7.0	1.0000	13.0	0.9283	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0016	17.5	0.9167	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0016	17.5	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0025	27.7	0.9576	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0025	27.7	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9990	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9990	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-6.4	10.5	-10.5	1.0000	60.3	0.9944	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0073	1.6	0.9985	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0073	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9685	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9818	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9818	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9685	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9783	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9783	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9782	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9900	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9900	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9566	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9566	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9848	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9848	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9942	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9942	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.7	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9417	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0233	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9964	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9964	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0061	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0061	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0089	23.3	0.9074	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-1.3	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9967	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-1.3	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9967	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-1.0	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9981	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-1.0	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9981	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.8	2.3	-2.3	1.0000	4.8	0.9256	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0217	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0217	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0000	4.8	0.8925	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0000	4.8	0.8925	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9598	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9598	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-1.0	4.0	-4.0	1.0000	10.0	0.9948	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-1.0	4.0	-4.0	1.0000	10.0	0.9948	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	2.8	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9328	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	2.8	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9328	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9616	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9616	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9814	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9814	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9732	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9732	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9444	3.3	63 6

6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9444	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	-1.2	1.6	-1.6	1.0000	3.3	0.9363	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	-1.2	1.6	-1.6	1.0000	3.3	0.9363	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	282.4	300.0	-225.0	1.0631	265.6	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0149	3.9	0.8892	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9961	4.5	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9961	4.5	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9970	17.9	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9970	17.9	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0232	4.0	0.8678	4.6	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1648.7	341.9	1094.8	-913.5				2463.9		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:27
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 3

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	1.1	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9981	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.6	11.0	0.0	1.0100	21.6	0.9188	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	25.1	10.7	15.0	0.0	1.0100	27.0	0.9202	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	1.9	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9935	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	0.5	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9988	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.5	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9988	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.1	0.5	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9988	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.2	23.8	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:27
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 3

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0166	233.83	6008	LSA230	230.00	6	1.0100	232.30
6011	MDN230	230.00	6	1.0054	231.25	6014	PRO230	230.00	6	1.0152	233.50
6096	FOR230	230.00	6	1.0071	231.64	6100	BAY230	230.00	6	1.0150	233.45
6171	PAC230	230.00	6	1.0034	230.78	6178	EST230	230.00	6	1.0022	230.51
6179	GUA230	230.00	6	1.0023	230.54	6182	VEL230	230.00	6	1.0028	230.65
6260	CHA 230	230.00	6	1.0158	233.64	6263	ESP230	230.00	6	1.0166	233.81
6330	BAI230	230.00	6	1.0143	233.30	6340	CAN 230	230.00	6	1.0080	231.84
6360	GLA230	230.00	6	1.0069	231.59	6363	ZAM230	230.00	6	1.0117	232.69
6366	EVA230	230.00	6	1.0144	233.31	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0104	232.40
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0166	233.81	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0246	235.65
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0179	234.12	6690	DOM230	230.00	6	1.0252	235.80
6691	ALTO230	230.00	6	1.0269	236.18	6695	PANDO230	230.00	6	1.0257	235.92
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0256	235.88	6760	SBA230	230.00	6	1.0048	231.10
6790	SMA230	230.00	6	1.0109	232.51	6840	BUR230	230.00	6	1.0175	234.03

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9832	226.12	6003	PANII230	230.00	6	0.9937	228.55
6005	CHO230	230.00	6	0.9683	222.72	6103	COP23O	230.00	6	0.9973	229.39
6105	PAM230	230.00	6	0.9683	222.72	6240	LGU 230	230.00	6	0.9785	225.04
6430	ANTON230	230.00	6	0.9997	229.92	6590	24DIC230	230.00	6	0.9982	229.59

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:27
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 3

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0067	115.77	6004	PANII115	115.00	6	1.0060	115.69
6009	LSA115	115.00	6	1.0265	118.04	6012	MDN115	115.00	6	1.0132	116.52
6015	PRO115	115.00	6	1.0104	116.20	6018	CAC115	115.00	6	1.0066	115.76
6019	CVI115A	115.00	6	1.0019	115.22	6027	LOC115A	115.00	6	1.0007	115.08
6036	SMA115	115.00	6	1.0056	115.64	6055	MOS115B	115.00	6	1.0046	115.53
6057	TOC115	115.00	6	1.0039	115.45	6059	LM1115	115.00	6	1.0061	115.70
6060	LM2115	115.00	6	1.0063	115.72	6066	FFIELD	115.00	6	1.0003	115.04
6074	LMDIST	115.00	6	1.0062	115.71	6087	CAL115	115.00	6	1.0153	116.76
6088	LES115	115.00	6	1.0177	117.03	6092	LVA115	115.00	6	1.0152	116.75
6123	MIR115	115.00	7	1.0194	117.23	6170	CPA115	115.00	6	1.0057	115.66
6173	STR115	115.00	6	1.0066	115.76	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0070	115.81
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0070	115.81	6210	TIN115	115.00	6	1.0033	115.38
6211	PM115-9	115.00	6	1.0039	115.45	6261	CHA 115	115.00	6	1.0082	115.95
6270	CAT 115	115.00	6	1.0062	115.71	6280	GIR 115	115.00	6	1.0057	115.66
6290	CATII 11	115.00	6	1.0061	115.71	6331	BAI115	115.00	6	1.0017	115.19
6332	BAM115	115.00	6	1.0049	115.56	6350	PM115-8	115.00	6	1.0029	115.34
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0104	116.20	6580	LBO115	115.00	6	1.0015	115.18

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

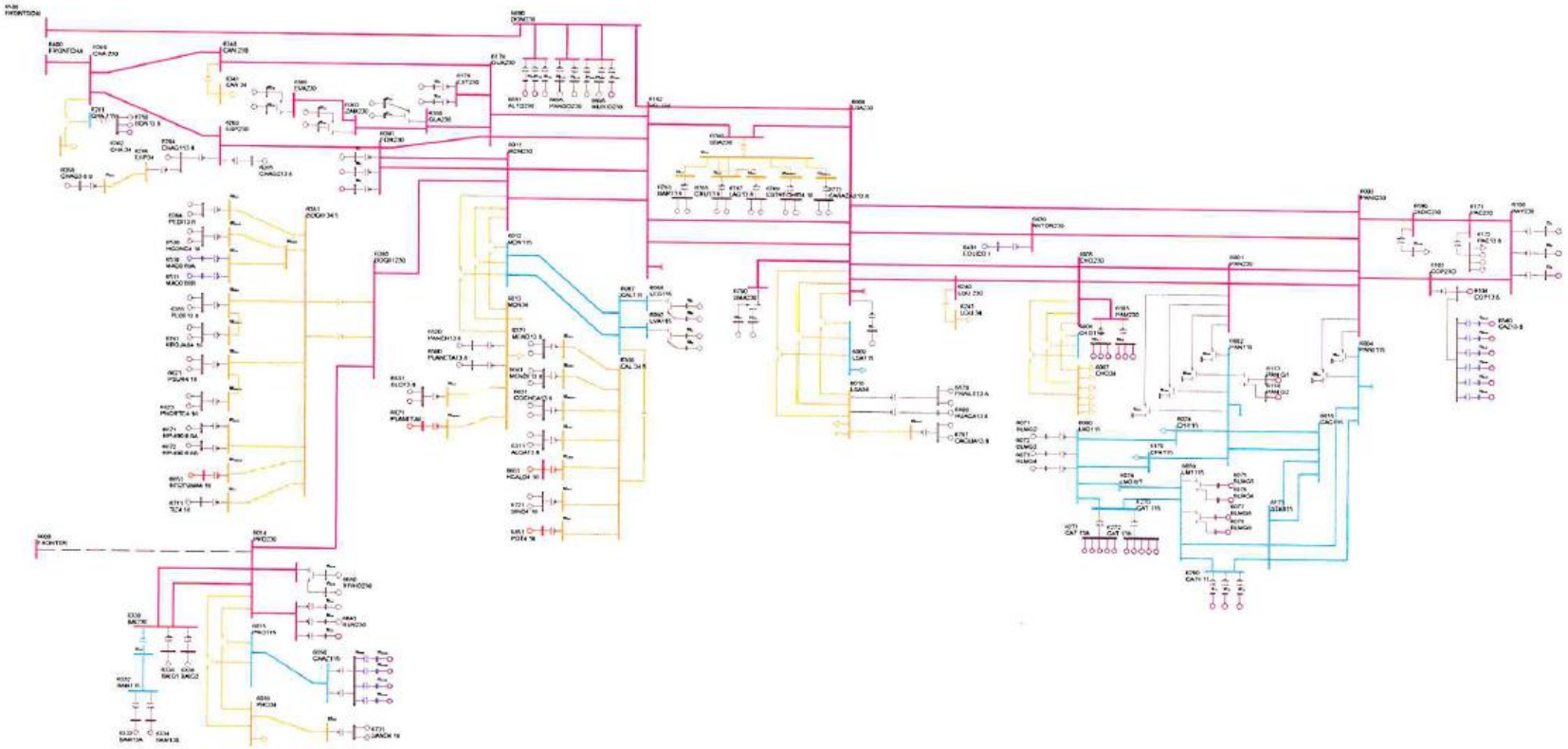
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9552	109.85	6024	CHI115	115.00	6	0.9974	114.70
6032	MAR115A	115.00	6	0.9987	114.85	6040	SFR115	115.00	6	0.9986	114.84
6047	CLA115	115.00	6	0.9923	114.12	6230	CBA115	115.00	6	0.9997	114.96

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 12 2011   9:27
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 3
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.2    62.5    96.3    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.4    54.0    98.8    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 12 2011   9:27
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 3
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:27
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 3 IN MW/MVAR

	FROM GENE-	TO LOAD AT AREA	TO BUS	TO GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	905.3	1150.5	0.0	0.0	0.0	0.0	20.9	-266.1	-266.1	-266.1
GUATEMAL	220.0	340.6	219.0	0.0	0.0	600.8	237.6	23.6	23.6	
2	1088.7	1054.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.8	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	265.2	350.4	-159.5	0.0	0.0	234.9	301.7	7.5	7.5	
3	1137.6	1106.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.6	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	370.0	362.7	-10.0	0.0	0.0	457.8	412.3	62.8	62.8	
4	533.5	514.6	0.0	0.0	0.0	0.0	18.8	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	81.3	202.9	-9.1	0.0	0.0	203.2	200.3	-109.6	-109.6	
5	1498.0	1468.8	0.0	0.0	0.0	0.0	29.1	0.1	0.1	0.0
COSTA RI	240.1	538.4	-228.4	0.0	0.0	555.3	417.7	67.7	67.7	
6	1648.7	1333.8	0.0	0.0	0.0	0.0	108.8	206.1	206.1	206.1
PANAMA	341.9	233.7	-350.7	0.0	0.0	458.4	984.0	-66.7	-66.7	
7	110.2	46.6	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	59.9	59.9	60.0
ACANAL	23.8	8.2	-15.9	0.0	0.0	0.0	16.7	14.9	14.9	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6922.0	6674.4	0.0	0.0	0.0	0.0	247.6	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1542.2	2036.9	-554.6	0.0	0.0	2510.4	2570.2	0.0	0.0	

Contingencia 7: Frontera – Progreso



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 7

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.4	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9993	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.4	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9993	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.3	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9994	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.0	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9847	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.0	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9847	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.5	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9952	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.5	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9952	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	10.7	50.0	-50.0	1.0100	75.0	0.9899	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	75.0	10.7	50.0	-50.0	1.0100	75.0	0.9899	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	75.9	8.1	30.0	-25.0	1.0100	75.6	0.9944	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	65.8	7.2	30.0	-25.0	1.0100	65.6	0.9941	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9967	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9967	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9967	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	10.6	29.0	-29.0	1.0000	58.0	0.9831	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	10.6	29.0	-29.0	1.0000	58.0	0.9831	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-1.2	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9999	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	2.0	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9998	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9753	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9753	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9922	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9922	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	2.1	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9968	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	2.1	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9968	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-3.5	14.0	-14.0	1.0000	42.3	0.9967	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-3.5	14.0	-14.0	1.0000	42.3	0.9967	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-1.9	7.8	-7.0	1.0000	12.2	0.9872	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-1.9	7.8	-7.0	1.0000	12.2	0.9872	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-5.4	7.8	-7.0	1.0000	17.0	0.9471	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-5.4	7.8	-7.0	1.0000	17.0	0.9471	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-7.1	8.0	-8.0	1.0000	27.5	0.9661	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-7.1	8.0	-8.0	1.0000	27.5	0.9661	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.4	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9992	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.4	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9992	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.7	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9944	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.7	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9944	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0158	60.0	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0053	1.6	0.9985	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0053	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9629	5.4	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9987	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9987	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9629	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9783	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9783	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9782	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9999	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9999	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9818	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9818	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.8	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9919	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.8	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9919	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.0	1.9	-1.9	1.0000	3.3	1.0000	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.0	1.9	-1.9	1.0000	3.3	1.0000	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	0.9988	5.4	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0227	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9956	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9956	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-5.6	8.0	-8.0	1.0000	27.2	0.9786	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-5.6	8.0	-8.0	1.0000	27.2	0.9786	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	7.1	9.9	-9.9	1.0100	22.3	0.9481	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-5.1	12.8	-8.3	1.0000	16.6	0.9517	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-5.1	12.8	-8.3	1.0000	16.6	0.9517	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-5.4	12.8	-8.3	1.0000	16.7	0.9471	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-5.4	12.8	-8.3	1.0000	16.7	0.9471	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9984	5.0	0.8892	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0211	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0211	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-0.6	2.2	-2.2	1.0000	4.3	0.9918	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-0.6	2.2	-2.2	1.0000	4.3	0.9918	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9779	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9779	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.3	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9996	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.3	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9996	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	2.9	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9272	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	2.9	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9272	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9575	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9575	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9787	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9787	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9700	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9700	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9376	3.3	63 6

6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9376	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	-1.2	1.6	-1.6	1.0000	3.3	0.9363	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	-1.2	1.6	-1.6	1.0000	3.3	0.9363	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	200.2	300.0	-225.0	1.0482	191.0	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0089	3.9	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9904	4.5	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9904	4.5	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9877	18.0	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9877	18.0	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0226	4.0	0.8678	4.6		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1643.5	260.1	1094.8	-913.5				2463.9			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 7
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	0.0	8.0	0.0	1.0144	17.7	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	6.2	11.0	0.0	1.0100	20.7	0.9548	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	25.1	7.7	15.0	0.0	1.0100	26.0	0.9559	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	0.0	8.0	0.0	1.0131	16.8	1.0000	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	-0.2	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9998	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	-0.1	6.0	-6.0	1.0100	9.9	1.0000	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.1	-0.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	1.0000	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.2	13.6	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 7

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0303	236.97	6001	PAN230	230.00	6	1.0052	231.19
6003	PANII230	230.00	6	1.0149	233.43	6008	LSA230	230.00	6	1.0100	232.30
6014	PRO230	230.00	6	1.0056	231.30	6096	FOR230	230.00	6	1.0016	230.38
6100	BAY230	230.00	6	1.0295	236.78	6103	COP23O	230.00	6	1.0175	234.03
6171	PAC230	230.00	6	1.0227	235.22	6260	CHA 230	230.00	6	1.0095	232.19
6263	ESP230	230.00	6	1.0118	232.71	6330	BAI230	230.00	6	1.0063	231.44
6340	CAN 230	230.00	6	1.0033	230.75	6360	GLA230	230.00	6	1.0029	230.66
6363	ZAM230	230.00	6	1.0079	231.81	6366	EVA230	230.00	6	1.0106	232.45
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0005	230.10	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0092	232.13
6430	ANTON230	230.00	6	1.0169	233.88	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0288	236.63
6590	24DIC230	230.00	6	1.0185	234.26	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0085	231.96
6690	DOM230	230.00	6	1.0285	236.56	6691	ALTO230	230.00	6	1.0301	236.92
6695	PANDO230	230.00	6	1.0278	236.39	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0279	236.42
6760	SBA230	230.00	6	1.0021	230.48	6790	SMA230	230.00	6	1.0109	232.51
6840	BUR230	230.00	6	1.0080	231.83						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9931	228.40	6011	MDN230	230.00	6	0.9974	229.40
6105	PAM230	230.00	6	0.9931	228.40	6178	EST230	230.00	6	0.9978	229.50
6179	GUA230	230.00	6	0.9980	229.53	6182	VEL230	230.00	6	0.9982	229.58
6240	LGU 230	230.00	6	0.9954	228.94						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 7

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0282	118.24	6004	PANII115	115.00	6	1.0269	118.10
6009	LSA115	115.00	6	1.0265	118.04	6012	MDN115	115.00	6	1.0072	115.83
6015	PRO115	115.00	6	1.0030	115.35	6018	CAC115	115.00	6	1.0279	118.21
6019	CVI115A	115.00	6	1.0234	117.69	6024	CHI115	115.00	6	1.0160	116.85
6027	LOC115A	115.00	6	1.0225	117.59	6032	MAR115A	115.00	6	1.0206	117.37
6036	SMA115	115.00	6	1.0271	118.12	6040	SFR115	115.00	6	1.0206	117.37
6047	CLA115	115.00	6	1.0111	116.28	6055	MOS115B	115.00	6	1.0262	118.02
6057	TOC115	115.00	6	1.0250	117.87	6059	LM1115	115.00	6	1.0202	117.32
6060	LM2115	115.00	6	1.0203	117.34	6066	FFIELD	115.00	6	1.0137	116.58
6074	LMDIST	115.00	6	1.0203	117.33	6087	CAL115	115.00	6	1.0118	116.35
6088	LES115	115.00	6	1.0145	116.67	6092	LVA115	115.00	6	1.0119	116.36
6123	MIR115	115.00	7	1.0381	119.38	6170	CPA115	115.00	6	1.0220	117.53
6173	STR115	115.00	6	1.0222	117.56	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0252	117.90
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0252	117.90	6210	TIN115	115.00	6	1.0249	117.86
6211	PM115-9	115.00	6	1.0255	117.94	6230	CBA115	115.00	6	1.0215	117.48
6261	CHA 115	115.00	6	1.0037	115.42	6270	CAT 115	115.00	6	1.0203	117.33
6280	GIR 115	115.00	6	1.0220	117.53	6290	CATII 11	115.00	6	1.0204	117.35
6332	BAM115	115.00	6	1.0002	115.02	6350	PM115-8	115.00	6	1.0246	117.82
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0030	115.35	6580	LBO115	115.00	6	1.0230	117.65

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

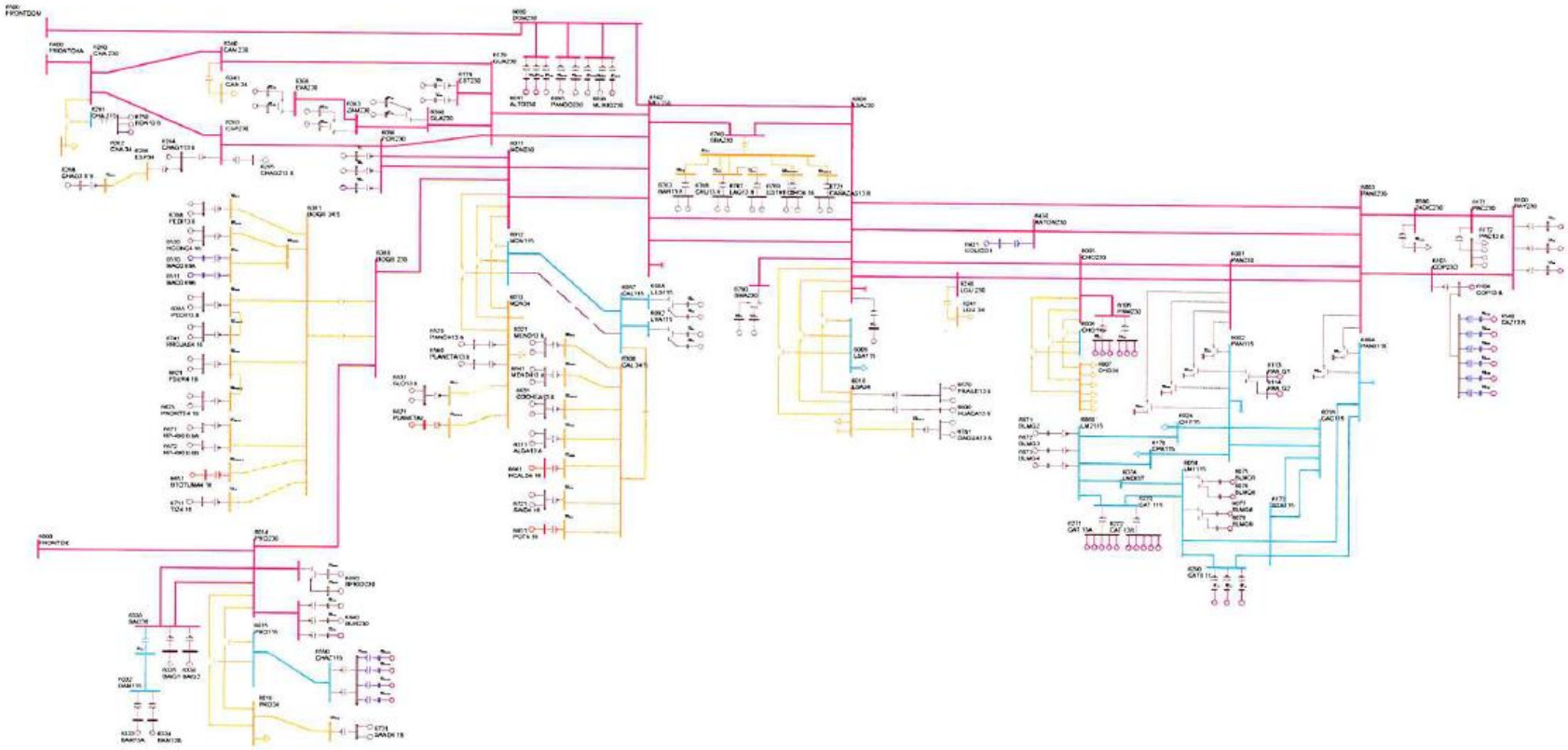
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9806	112.76	6331	BAI115	115.00	6	0.9955	114.49

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 12 2011   9:33
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 7
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    59.9    62.5    95.9    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.9    54.0    98.0    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 12 2011   9:33
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 7
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 7 IN MW/MVAR

	FROM GENE-	TO LOAD AT AREA	TO BUS	TO GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	905.3	1150.5	0.0	0.0	0.0	0.0	20.9	-266.1	-266.1	-266.1
GUATEMAL	220.0	340.6	219.0	0.0	0.0	600.8	237.6	23.6	23.6	
2	1088.7	1054.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.8	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	265.1	350.4	-159.5	0.0	0.0	234.9	301.7	7.5	7.5	
3	1137.6	1106.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.6	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	370.0	362.7	-10.0	0.0	0.0	457.8	412.3	62.8	62.8	
4	533.5	514.6	0.0	0.0	0.0	0.0	18.8	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	81.0	202.9	-9.1	0.0	0.0	203.2	200.3	-109.8	-109.8	
5	1498.0	1468.8	0.0	0.0	0.0	0.0	30.7	-1.6	-1.6	0.0
COSTA RI	246.4	538.4	-228.4	0.0	0.0	556.0	429.8	62.7	62.7	
6	1643.5	1333.8	0.0	0.0	0.0	0.0	102.0	207.6	207.6	206.1
PANAMA	260.1	233.7	-365.7	0.0	0.0	497.5	941.9	-52.4	-52.4	
7	110.2	46.6	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	60.0	60.0	60.0
ACANAL	13.6	8.2	-16.2	0.0	0.0	0.0	15.9	5.7	5.7	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6916.7	6674.4	0.0	0.0	0.0	0.0	242.3	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1456.2	2036.9	-569.8	0.0	0.0	2550.2	2539.4	0.0	0.0	

Contingencia 13: Mata de Nance – Caldera



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:37
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 13

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.6	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9991	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.6	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9991	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.5	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9992	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.0	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9846	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.0	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9846	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.5	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9953	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.5	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9953	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	6.4	50.0	-50.0	1.0100	74.5	0.9964	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	75.0	6.4	50.0	-50.0	1.0100	74.5	0.9964	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	67.7	7.8	30.0	-25.0	1.0100	67.5	0.9935	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	65.8	7.6	30.0	-25.0	1.0100	65.6	0.9934	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9962	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9962	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9962	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	10.0	29.0	-29.0	1.0000	57.9	0.9851	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	10.0	29.0	-29.0	1.0000	57.9	0.9851	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-4.6	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9989	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-1.4	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9999	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9753	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9753	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9922	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9922	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9986	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9986	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-9.2	14.0	-14.0	1.0000	43.1	0.9772	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-9.2	14.0	-14.0	1.0000	43.1	0.9772	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-4.4	7.8	-7.0	1.0000	12.9	0.9383	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-4.4	7.8	-7.0	1.0000	12.9	0.9383	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0011	17.5	0.9167	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0011	17.5	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0020	27.7	0.9576	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0020	27.7	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9988	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9988	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0153	60.0	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0072	1.6	0.9985	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0072	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9636	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9835	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9835	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9636	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9783	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9783	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9782	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9913	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9913	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9585	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9585	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.8	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9919	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.8	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9919	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.0	1.9	-1.9	1.0000	3.3	1.0000	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.0	1.9	-1.9	1.0000	3.3	1.0000	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.8	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9336	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0227	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0057	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0057	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0087	23.3	0.9074	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-1.1	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9974	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-1.1	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9974	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-0.8	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9987	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-0.8	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9987	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.9	2.3	-2.3	1.0000	4.8	0.9162	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0211	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0211	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.1	2.2	-2.2	1.0000	4.8	0.8987	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.1	2.2	-2.2	1.0000	4.8	0.8987	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9611	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9611	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-1.0	4.0	-4.0	1.0000	10.0	0.9951	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-1.0	4.0	-4.0	1.0000	10.0	0.9951	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	2.8	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9323	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	2.8	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9323	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9612	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9612	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9812	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9812	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9729	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9729	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9438	3.3	63 6

6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9438	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	-1.2	1.6	-1.6	1.0000	3.3	0.9363	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	-1.2	1.6	-1.6	1.0000	3.3	0.9363	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	189.4	300.0	-225.0	1.0462	181.0	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0097	3.9	0.8892	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9911	4.5	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9911	4.5	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9965	17.9	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9965	17.9	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0226	4.0	0.8678	4.6	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1635.3	213.2	1094.8	-913.5				2463.9		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:37
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 13

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	0.0	8.0	0.0	1.0141	17.7	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	6.3	11.0	0.0	1.0100	20.8	0.9536	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	25.1	7.8	15.0	0.0	1.0100	26.0	0.9547	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	0.0	8.0	0.0	1.0128	16.8	1.0000	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	-0.2	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9998	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.0	6.0	-6.0	1.0100	9.9	1.0000	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.1	-0.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	1.0000	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.2	13.8	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:37
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 13

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0162	233.74	6001	PAN230	230.00	6	1.0045	231.04
6003	PANII230	230.00	6	1.0143	233.28	6008	LSA230	230.00	6	1.0100	232.30
6011	MDN230	230.00	6	1.0041	230.94	6014	PRO230	230.00	6	1.0148	233.40
6096	FOR230	230.00	6	1.0063	231.46	6100	BAY230	230.00	6	1.0289	236.65
6103	COP23O	230.00	6	1.0169	233.89	6171	PAC230	230.00	6	1.0221	235.08
6178	EST230	230.00	6	1.0016	230.38	6179	GUA230	230.00	6	1.0018	230.41
6182	VEL230	230.00	6	1.0024	230.55	6260	CHA 230	230.00	6	1.0155	233.57
6263	ESP230	230.00	6	1.0162	233.74	6330	BAI230	230.00	6	1.0140	233.21
6340	CAN 230	230.00	6	1.0075	231.73	6360	GLA230	230.00	6	1.0064	231.46
6363	ZAM230	230.00	6	1.0111	232.56	6366	EVA230	230.00	6	1.0138	233.18
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0096	232.21	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0163	233.75
6430	ANTON230	230.00	6	1.0163	233.75	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0244	235.62
6590	24DIC230	230.00	6	1.0179	234.11	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0175	234.02
6690	DOM230	230.00	6	1.0251	235.77	6691	ALTO230	230.00	6	1.0267	236.15
6695	PANDO230	230.00	6	1.0256	235.90	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0255	235.86
6760	SBA230	230.00	6	1.0045	231.04	6790	SMA230	230.00	6	1.0109	232.51
6840	BUR230	230.00	6	1.0171	233.93						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9923	228.23	6105	PAM230	230.00	6	0.9923	228.23
6240	LGU 230	230.00	6	0.9949	228.82						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:37
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 13

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0275	118.16	6004	PANII115	115.00	6	1.0263	118.02
6009	LSA115	115.00	6	1.0265	118.04	6012	MDN115	115.00	6	1.0086	115.99
6015	PRO115	115.00	6	1.0101	116.16	6018	CAC115	115.00	6	1.0273	118.14
6019	CVI115A	115.00	6	1.0228	117.62	6024	CHI115	115.00	6	1.0155	116.78
6027	LOC115A	115.00	6	1.0219	117.51	6032	MAR115A	115.00	6	1.0200	117.29
6036	SMA115	115.00	6	1.0264	118.04	6040	SFR115	115.00	6	1.0199	117.29
6047	CLA115	115.00	6	1.0105	116.21	6055	MOS115B	115.00	6	1.0256	117.94
6057	TOC115	115.00	6	1.0243	117.80	6059	LM1115	115.00	6	1.0198	117.27
6060	LM2115	115.00	6	1.0199	117.29	6066	FFIELD	115.00	6	1.0133	116.53
6074	LMDIST	115.00	6	1.0199	117.28	6087	CAL115	115.00	6	1.0117	116.35
6088	LES115	115.00	6	1.0145	116.67	6092	LVA115	115.00	6	1.0118	116.36
6123	MIR115	115.00	7	1.0375	119.32	6170	CPA115	115.00	6	1.0215	117.47
6173	STR115	115.00	6	1.0218	117.50	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0247	117.84
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0247	117.84	6210	TIN115	115.00	6	1.0242	117.79
6211	PM115-9	115.00	6	1.0249	117.86	6230	CBA115	115.00	6	1.0209	117.40
6261	CHA 115	115.00	6	1.0080	115.92	6270	CAT 115	115.00	6	1.0198	117.28
6280	GIR 115	115.00	6	1.0215	117.47	6290	CATII 11	115.00	6	1.0200	117.30
6331	BAI115	115.00	6	1.0014	115.16	6332	BAM115	115.00	6	1.0047	115.54
6350	PM115-8	115.00	6	1.0239	117.75	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0101	116.16
6580	LBO115	115.00	6	1.0224	117.57						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

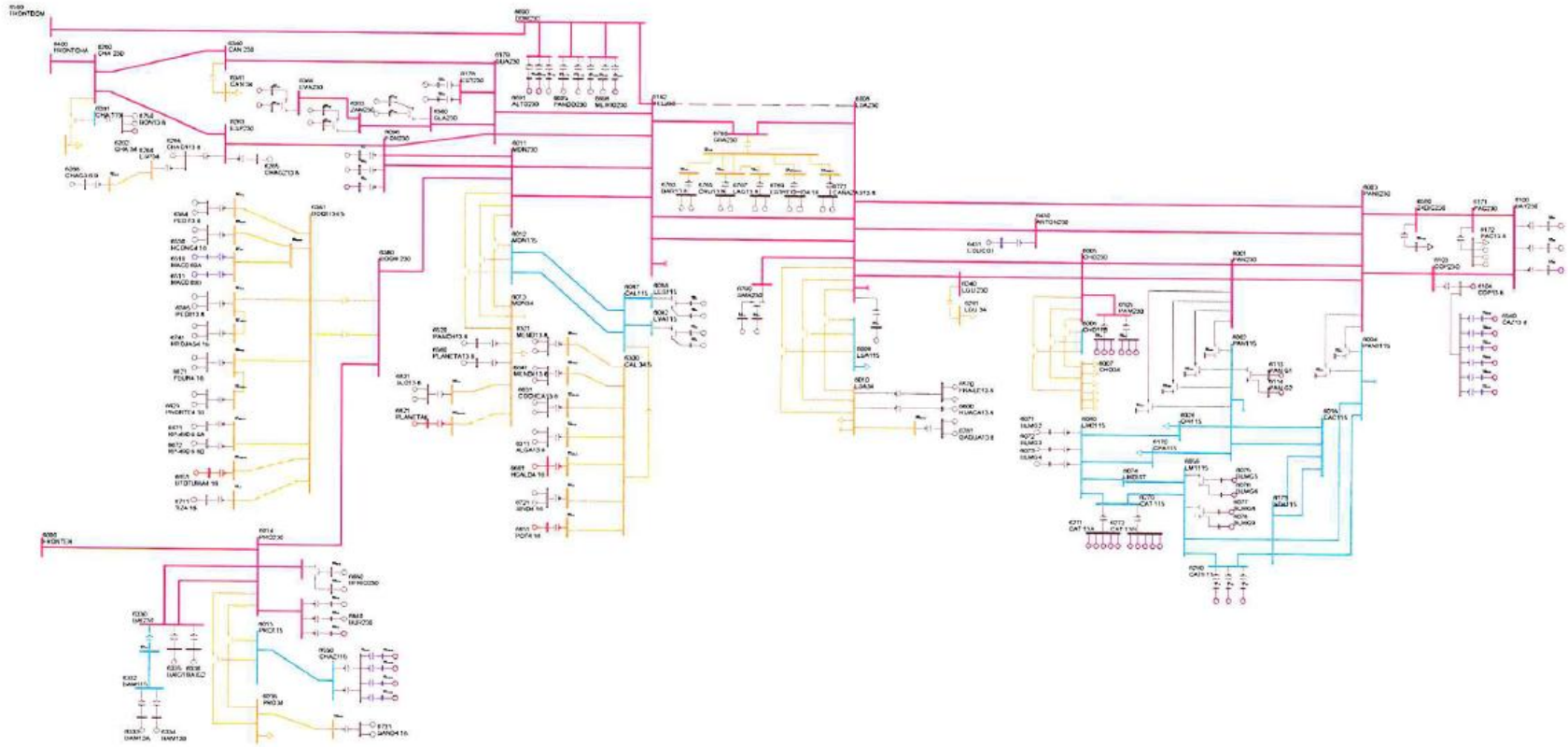
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9798	112.68						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 12 2011   9:37
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 13
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6012 MDN115      115.00     6   6087 CAL115      115.00*    6  15   154.8    93.0   166.5   175.0    88.5    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    59.9    62.5    95.9    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.9    54.0    98.0    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 12 2011   9:37
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 13
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 9:38
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 13 IN MW/MVAR

	FROM GENE-	TO LOAD AT AREA	TO BUS	TO GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	905.3	1150.5	0.0	0.0	0.0	0.0	20.9	-266.1	-266.1	-266.1
GUATEMAL	220.0	340.6	219.0	0.0	0.0	600.8	237.6	23.6	23.6	
2	1088.7	1054.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.8	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	265.2	350.4	-159.5	0.0	0.0	234.9	301.7	7.5	7.5	
3	1137.6	1106.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.6	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	370.0	362.7	-10.0	0.0	0.0	457.8	412.3	62.8	62.8	
4	533.5	514.6	0.0	0.0	0.0	0.0	18.8	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	81.3	202.9	-9.1	0.0	0.0	203.2	200.3	-109.6	-109.6	
5	1498.0	1468.8	0.0	0.0	0.0	0.0	29.1	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	240.6	538.4	-228.4	0.0	0.0	555.2	417.8	68.1	68.1	
6	1635.3	1333.8	0.0	0.0	0.0	0.0	95.4	206.0	206.0	206.1
PANAMA	213.2	233.7	-365.2	0.0	0.0	499.9	902.9	-58.3	-58.3	
7	110.2	46.6	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	60.0	60.0	60.0
ACANAL	13.8	8.2	-16.1	0.0	0.0	0.0	15.9	5.9	5.9	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6908.5	6674.4	0.0	0.0	0.0	0.0	234.1	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1404.1	2036.9	-569.4	0.0	0.0	2551.9	2488.4	0.0	0.0	

Contingencia 21: Llano Sánchez – Veladero



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 10:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 21

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.3	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9994	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.3	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9994	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.2	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9995	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.3	12.0	-5.0	1.0000	22.7	0.9890	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.3	12.0	-5.0	1.0000	22.7	0.9890	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.2	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9924	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.2	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9924	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	7.8	50.0	-50.0	1.0100	74.7	0.9947	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	75.0	7.8	50.0	-50.0	1.0100	74.7	0.9947	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	78.3	8.2	30.0	-25.0	1.0100	77.9	0.9946	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	65.8	7.1	30.0	-25.0	1.0100	65.6	0.9943	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9969	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9969	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9969	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	10.3	29.0	-29.0	1.0000	57.9	0.9840	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	10.3	29.0	-29.0	1.0000	57.9	0.9840	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-4.0	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9992	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-0.8	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9761	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9761	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9926	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9926	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.5	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9985	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.5	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9985	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-8.8	14.0	-14.0	1.0000	43.0	0.9789	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-8.8	14.0	-14.0	1.0000	43.0	0.9789	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-3.0	7.8	-7.0	1.0000	12.4	0.9697	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-3.0	7.8	-7.0	1.0000	12.4	0.9697	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-6.4	7.8	-7.0	1.0000	17.3	0.9286	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-6.4	7.8	-7.0	1.0000	17.3	0.9286	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0000	27.8	0.9576	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0000	27.8	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9986	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9986	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0160	60.0	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0070	1.6	0.9985	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0070	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9665	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9852	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9852	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9665	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9783	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9783	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9782	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9927	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9927	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9606	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9606	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.0	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9875	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.0	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9875	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.2	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9974	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.2	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9974	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.0	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9242	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0231	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0051	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0051	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0081	23.3	0.9074	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-0.4	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9998	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-0.4	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9998	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	0.1	12.8	-8.3	1.0000	15.8	1.0000	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	0.1	12.8	-8.3	1.0000	15.8	1.0000	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.1	2.3	-2.3	1.0000	4.9	0.9054	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0215	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0215	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.0	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9070	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.0	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9070	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9625	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9625	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9960	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9960	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.2	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9151	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.2	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9151	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9483	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9483	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9725	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9725	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9627	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9627	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.2	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9225	3.3	63 6

6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.2	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9225	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	-1.2	1.6	-1.6	1.0000	3.3	0.9363	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	-1.2	1.6	-1.6	1.0000	3.3	0.9363	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	253.2	300.0	-225.0	1.0579	239.4	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0128	3.9	0.8892	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9941	4.5	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9941	4.5	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9960	17.9	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9960	17.9	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0230	4.0	0.8678	4.6	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1645.8	288.9	1094.8	-913.5				2463.9		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 10:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 21

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	0.0	8.0	0.0	1.0145	17.7	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	6.2	11.0	0.0	1.0100	20.7	0.9551	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	25.1	7.7	15.0	0.0	1.0100	26.0	0.9562	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	0.0	8.0	0.0	1.0131	16.8	1.0000	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	-0.2	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9998	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	-0.1	6.0	-6.0	1.0100	9.9	1.0000	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.1	-0.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	1.0000	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.2	13.5	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 10:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0157	233.60	6001	PAN230	230.00	6	1.0054	231.24
6003	PANII230	230.00	6	1.0151	233.47	6008	LSA230	230.00	6	1.0100	232.30
6011	MDN230	230.00	6	1.0027	230.61	6014	PRO230	230.00	6	1.0142	233.26
6096	FOR230	230.00	6	1.0048	231.12	6100	BAY230	230.00	6	1.0296	236.82
6103	COP23O	230.00	6	1.0177	234.07	6171	PAC230	230.00	6	1.0229	235.26
6260	CHA 230	230.00	6	1.0147	233.38	6263	ESP230	230.00	6	1.0155	233.56
6330	BAI230	230.00	6	1.0135	233.10	6340	CAN 230	230.00	6	1.0058	231.35
6360	GLA230	230.00	6	1.0044	231.01	6363	ZAM230	230.00	6	1.0092	232.12
6366	EVA230	230.00	6	1.0119	232.74	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0087	232.01
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0155	233.57	6430	ANTON230	230.00	6	1.0170	233.92
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0238	235.47	6590	24DIC230	230.00	6	1.0187	234.29
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0169	233.88	6690	DOM230	230.00	6	1.0244	235.62
6691	ALTO230	230.00	6	1.0261	236.00	6695	PANDO230	230.00	6	1.0252	235.80
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0250	235.75	6790	SMA230	230.00	6	1.0109	232.51
6840	BUR230	230.00	6	1.0165	233.79						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9933	228.45	6105	PAM230	230.00	6	0.9933	228.45
6178	EST230	230.00	6	0.9995	229.90	6179	GUA230	230.00	6	0.9997	229.93
6182	VEL230	230.00	6	0.9966	229.22	6240	LGU 230	230.00	6	0.9955	228.97
6760	SBA230	230.00	6	0.9964	229.17						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 10:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0283	118.26	6004	PANII115	115.00	6	1.0271	118.12
6009	LSA115	115.00	6	1.0265	118.04	6012	MDN115	115.00	6	1.0111	116.28
6015	PRO115	115.00	6	1.0096	116.10	6018	CAC115	115.00	6	1.0281	118.23
6019	CVI115A	115.00	6	1.0236	117.71	6024	CHI115	115.00	6	1.0162	116.86
6027	LOC115A	115.00	6	1.0227	117.61	6032	MAR115A	115.00	6	1.0208	117.39
6036	SMA115	115.00	6	1.0273	118.14	6040	SFR115	115.00	6	1.0208	117.39
6047	CLA115	115.00	6	1.0113	116.29	6055	MOS115B	115.00	6	1.0264	118.04
6057	TOC115	115.00	6	1.0252	117.89	6059	LM1115	115.00	6	1.0203	117.34
6060	LM2115	115.00	6	1.0205	117.35	6066	FFIELD	115.00	6	1.0139	116.59
6074	LMDIST	115.00	6	1.0204	117.35	6087	CAL115	115.00	6	1.0141	116.62
6088	LES115	115.00	6	1.0166	116.91	6092	LVA115	115.00	6	1.0141	116.62
6123	MIR115	115.00	7	1.0383	119.40	6170	CPA115	115.00	6	1.0221	117.54
6173	STR115	115.00	6	1.0224	117.57	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0254	117.92
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0254	117.92	6210	TIN115	115.00	6	1.0251	117.88
6211	PM115-9	115.00	6	1.0257	117.96	6230	CBA115	115.00	6	1.0217	117.50
6261	CHA 115	115.00	6	1.0074	115.85	6270	CAT 115	115.00	6	1.0204	117.35
6280	GIR 115	115.00	6	1.0221	117.54	6290	CATII 11	115.00	6	1.0206	117.37
6331	BAI115	115.00	6	1.0010	115.11	6332	BAM115	115.00	6	1.0044	115.50
6350	PM115-8	115.00	6	1.0247	117.85	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0096	116.10
6580	LBO115	115.00	6	1.0232	117.67						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

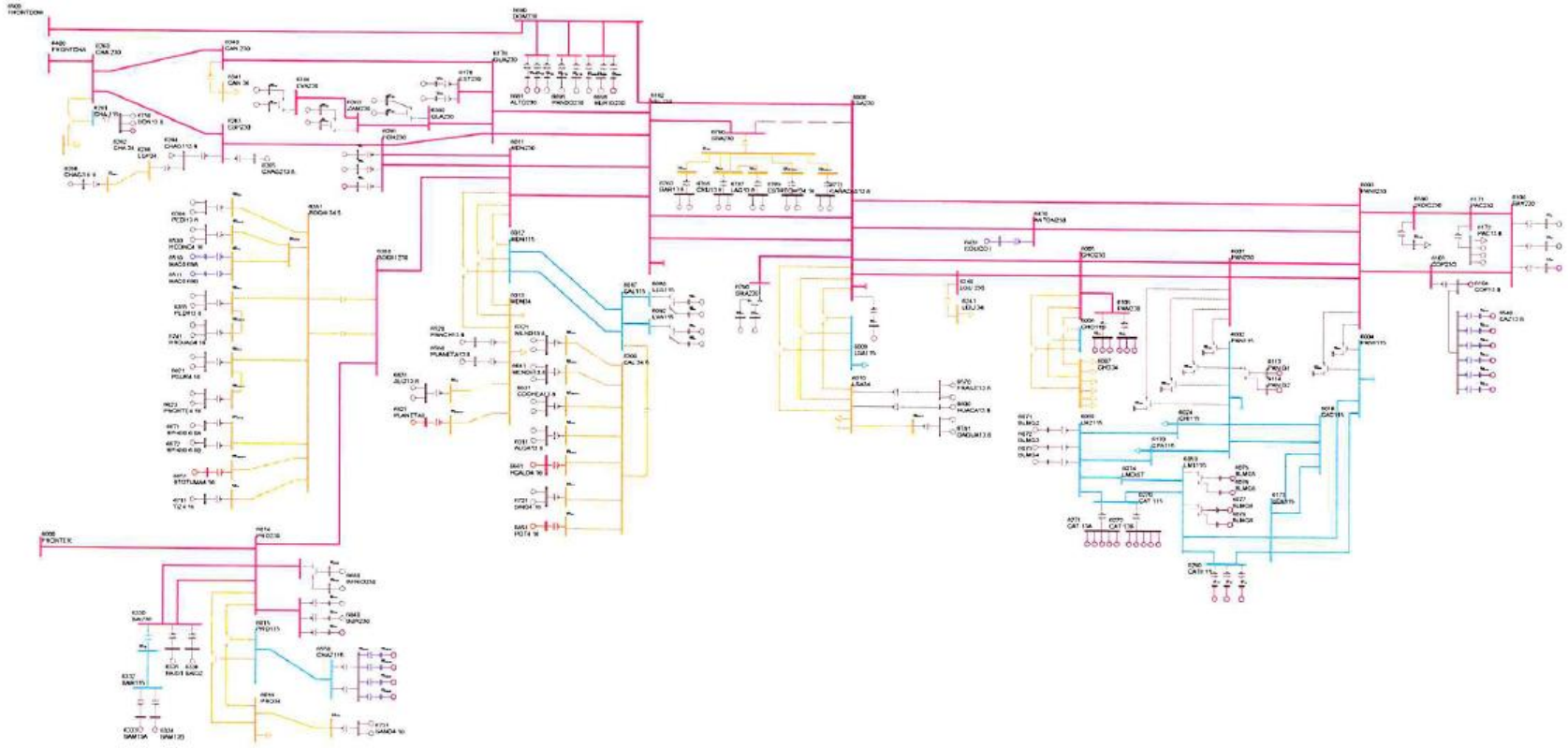
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9808	112.79						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 12 2011  10:05
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 21
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6008 LSA230      230.00     6   6760 SBA230      230.00*    6  4A   312.8   314.0    99.6   450.0    69.5    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.1    62.5    96.2    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.2    54.0    98.5    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 12 2011  10:05
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 21
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 10:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 21 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	905.3	1150.5	0.0	0.0	0.0	0.0	20.9	-266.1	-266.1	-266.1
GUATEMAL	220.0	340.6	219.0	0.0	0.0	600.8	237.6	23.6	23.6	
2	1088.7	1054.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.8	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	265.2	350.4	-159.5	0.0	0.0	234.9	301.7	7.5	7.5	
3	1137.6	1106.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.6	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	370.0	362.7	-10.0	0.0	0.0	457.8	412.3	62.8	62.8	
4	533.5	514.6	0.0	0.0	0.0	0.0	18.8	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	81.3	202.9	-9.1	0.0	0.0	203.2	200.3	-109.6	-109.6	
5	1498.0	1468.8	0.0	0.0	0.0	0.0	29.1	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	242.1	538.4	-228.4	0.0	0.0	555.1	417.9	69.2	69.2	
6	1645.8	1333.8	0.0	0.0	0.0	0.0	106.0	206.0	206.0	206.1
PANAMA	288.9	233.7	-365.8	0.0	0.0	479.8	960.0	-59.1	-59.1	
7	110.2	46.6	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	60.0	60.0	60.0
ACANAL	13.5	8.2	-16.2	0.0	0.0	0.0	15.8	5.7	5.7	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6919.1	6674.4	0.0	0.0	0.0	0.0	244.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1481.0	2036.9	-569.9	0.0	0.0	2531.6	2545.6	0.0	0.0	

Contingencia 22: Llano Sánchez – San Bartolo



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 10:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 22

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.3	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9994	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.3	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9994	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.2	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9995	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.3	12.0	-5.0	1.0000	22.7	0.9891	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.3	12.0	-5.0	1.0000	22.7	0.9891	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.3	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9923	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.3	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9923	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	7.7	50.0	-50.0	1.0100	74.6	0.9948	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	75.0	7.7	50.0	-50.0	1.0100	74.6	0.9948	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	80.0	8.3	30.0	-25.0	1.0100	79.6	0.9947	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	65.8	7.0	30.0	-25.0	1.0100	65.6	0.9944	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9970	19.2	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9970	19.2	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9970	19.2	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	10.3	29.0	-29.0	1.0000	57.9	0.9841	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	10.3	29.0	-29.0	1.0000	57.9	0.9841	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-4.1	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9992	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-0.9	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9761	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9761	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9926	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9926	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9985	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9985	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-8.8	14.0	-14.0	1.0000	43.0	0.9788	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-8.8	14.0	-14.0	1.0000	43.0	0.9788	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-3.1	7.8	-7.0	1.0000	12.5	0.9679	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-3.1	7.8	-7.0	1.0000	12.5	0.9679	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-6.5	7.8	-7.0	1.0000	17.3	0.9269	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-6.5	7.8	-7.0	1.0000	17.3	0.9269	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0002	27.8	0.9576	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0002	27.8	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9986	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9986	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0161	59.9	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0071	1.6	0.9985	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0071	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9667	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9850	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9850	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9667	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9783	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9783	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9782	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9926	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9926	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9604	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9604	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.0	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9874	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.0	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9874	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.2	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9972	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.2	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9972	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.9	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9252	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0231	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0051	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0051	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0081	23.3	0.9074	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-0.4	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9997	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-0.4	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9997	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	0.0	12.8	-8.3	1.0000	15.8	1.0000	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	0.0	12.8	-8.3	1.0000	15.8	1.0000	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.1	2.3	-2.3	1.0000	4.9	0.9066	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0215	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0215	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.0	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9062	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.0	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9062	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9624	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9624	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9960	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9960	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	2.9	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9284	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	2.9	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9284	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9584	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9584	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9793	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9793	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9706	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9706	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9390	3.3	63 6

6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9390	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	-1.2	1.6	-1.6	1.0000	3.3	0.9363	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	-1.2	1.6	-1.6	1.0000	3.3	0.9363	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	260.0	300.0	-225.0	1.0591	245.5	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0129	3.9	0.8892	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9942	4.5	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9942	4.5	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9960	17.9	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9960	17.9	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0230	4.0	0.8678	4.6	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1647.5	292.5	1094.8	-913.5				2463.9		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 10:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 22

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	0.0	8.0	0.0	1.0145	17.7	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	6.2	11.0	0.0	1.0100	20.7	0.9554	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	25.1	7.7	15.0	0.0	1.0100	26.0	0.9564	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	0.0	8.0	0.0	1.0132	16.8	1.0000	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	-0.2	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9998	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	-0.1	6.0	-6.0	1.0100	9.9	1.0000	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.1	-0.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	1.0000	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.2	13.5	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 10:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 22

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0157	233.61	6001	PAN230	230.00	6	1.0055	231.27
6003	PANII230	230.00	6	1.0152	233.50	6008	LSA230	230.00	6	1.0100	232.30
6011	MDN230	230.00	6	1.0028	230.65	6014	PRO230	230.00	6	1.0142	233.28
6096	FOR230	230.00	6	1.0050	231.14	6100	BAY230	230.00	6	1.0298	236.84
6103	COP23O	230.00	6	1.0178	234.10	6171	PAC230	230.00	6	1.0230	235.28
6260	CHA 230	230.00	6	1.0147	233.39	6263	ESP230	230.00	6	1.0156	233.58
6330	BAI230	230.00	6	1.0135	233.11	6340	CAN 230	230.00	6	1.0060	231.37
6360	GLA230	230.00	6	1.0045	231.04	6363	ZAM230	230.00	6	1.0094	232.15
6366	EVA230	230.00	6	1.0121	232.77	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0088	232.03
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0156	233.59	6430	ANTON230	230.00	6	1.0171	233.94
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0238	235.48	6590	24DIC230	230.00	6	1.0188	234.32
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0169	233.89	6690	DOM230	230.00	6	1.0245	235.63
6691	ALTO230	230.00	6	1.0261	236.01	6695	PANDO230	230.00	6	1.0253	235.81
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0250	235.76	6760	SBA230	230.00	6	1.0026	230.61
6790	SMA230	230.00	6	1.0109	232.51	6840	BUR230	230.00	6	1.0165	233.81

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9934	228.49	6105	PAM230	230.00	6	0.9934	228.49
6178	EST230	230.00	6	0.9997	229.93	6179	GUA230	230.00	6	0.9998	229.96
6182	VEL230	230.00	6	0.9970	229.31	6240	LGU 230	230.00	6	0.9956	228.99

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 10:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 22

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0285	118.27	6004	PANII115	115.00	6	1.0272	118.13
6009	LSA115	115.00	6	1.0265	118.04	6012	MDN115	115.00	6	1.0113	116.29
6015	PRO115	115.00	6	1.0096	116.11	6018	CAC115	115.00	6	1.0282	118.25
6019	CVI115A	115.00	6	1.0237	117.73	6024	CHI115	115.00	6	1.0163	116.88
6027	LOC115A	115.00	6	1.0228	117.63	6032	MAR115A	115.00	6	1.0209	117.41
6036	SMA115	115.00	6	1.0274	118.15	6040	SFR115	115.00	6	1.0209	117.40
6047	CLA115	115.00	6	1.0114	116.31	6055	MOS115B	115.00	6	1.0265	118.05
6057	TOC115	115.00	6	1.0253	117.91	6059	LM1115	115.00	6	1.0204	117.35
6060	LM2115	115.00	6	1.0206	117.36	6066	FFIELD	115.00	6	1.0139	116.60
6074	LMDIST	115.00	6	1.0205	117.36	6087	CAL115	115.00	6	1.0141	116.63
6088	LES115	115.00	6	1.0166	116.91	6092	LVA115	115.00	6	1.0141	116.63
6123	MIR115	115.00	7	1.0384	119.41	6170	CPA115	115.00	6	1.0222	117.55
6173	STR115	115.00	6	1.0225	117.58	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0255	117.93
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0255	117.93	6210	TIN115	115.00	6	1.0252	117.90
6211	PM115-9	115.00	6	1.0259	117.97	6230	CBA115	115.00	6	1.0219	117.51
6261	CHA 115	115.00	6	1.0074	115.86	6270	CAT 115	115.00	6	1.0205	117.36
6280	GIR 115	115.00	6	1.0222	117.55	6290	CATII 11	115.00	6	1.0207	117.38
6331	BAI115	115.00	6	1.0010	115.12	6332	BAM115	115.00	6	1.0044	115.50
6350	PM115-8	115.00	6	1.0249	117.86	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0096	116.11
6580	LBO115	115.00	6	1.0233	117.68						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

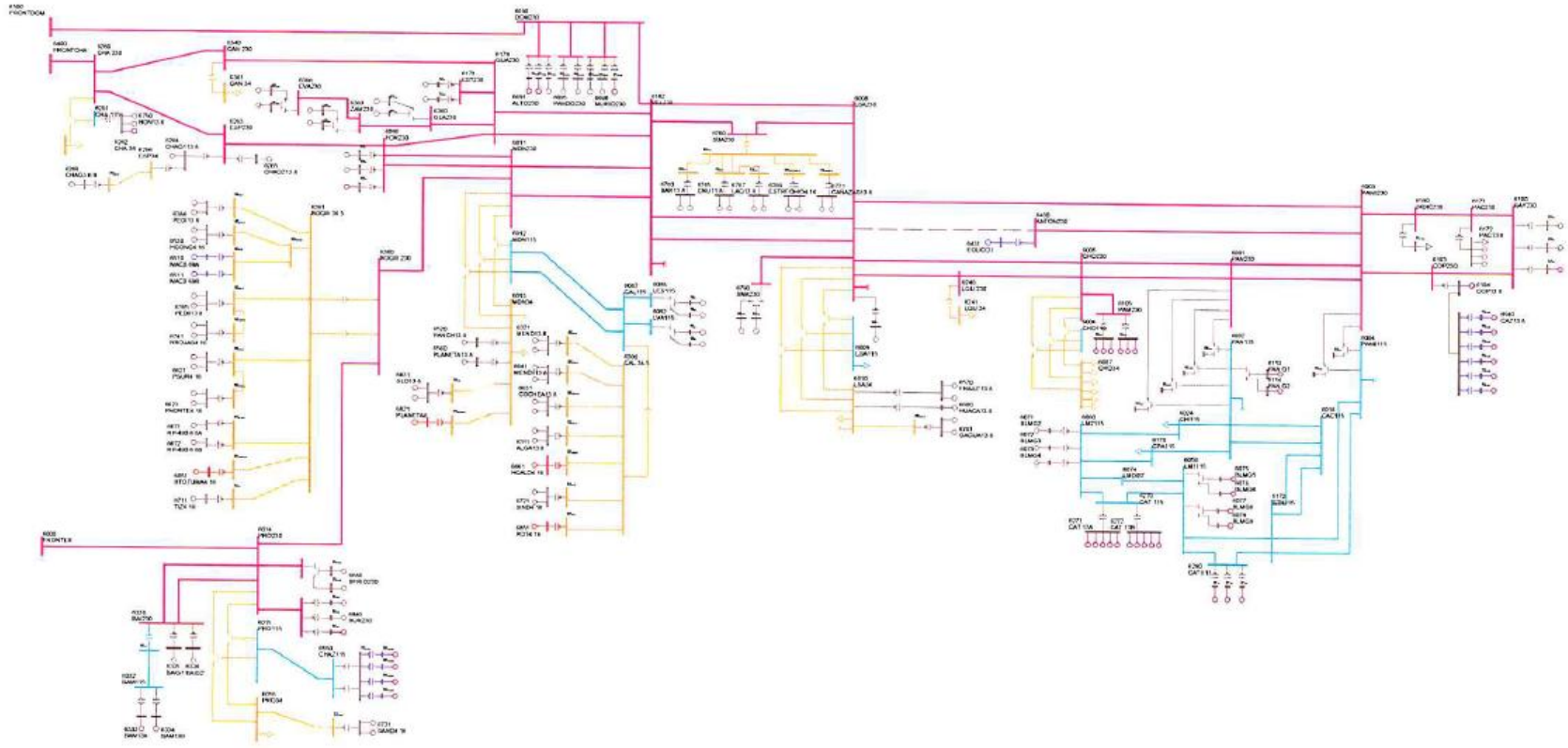
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9809	112.81						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 12 2011  10:10
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 22
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6008 LSA230      230.00     6   6182 VEL230      230.00*    6  15   302.1   314.0    96.2   450.0    67.1    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.1    62.5    96.2    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.2    54.0    98.5    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 12 2011  10:10
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 22
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 10:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 22 IN MW/MVAR

	FROM GENE-	TO LOAD AT AREA	TO BUS	TO GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	905.3	1150.5	0.0	0.0	0.0	0.0	20.9	-266.1	-266.1	-266.1
GUATEMAL	220.0	340.6	219.0	0.0	0.0	600.8	237.6	23.6	23.6	
2	1088.7	1054.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.8	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	265.2	350.4	-159.5	0.0	0.0	234.9	301.7	7.5	7.5	
3	1137.6	1106.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.6	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	370.0	362.7	-10.0	0.0	0.0	457.8	412.3	62.8	62.8	
4	533.5	514.6	0.0	0.0	0.0	0.0	18.8	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	81.3	202.9	-9.1	0.0	0.0	203.2	200.3	-109.6	-109.6	
5	1498.0	1468.8	0.0	0.0	0.0	0.0	29.1	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	242.0	538.4	-228.4	0.0	0.0	555.1	417.9	69.1	69.1	
6	1647.5	1333.8	0.0	0.0	0.0	0.0	107.7	206.0	206.0	206.1
PANAMA	292.5	233.7	-365.9	0.0	0.0	487.3	971.0	-59.0	-59.0	
7	110.2	46.6	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	60.0	60.0	60.0
ACANAL	13.5	8.2	-16.2	0.0	0.0	0.0	15.8	5.6	5.6	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6920.8	6674.4	0.0	0.0	0.0	0.0	246.3	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1484.5	2036.9	-570.0	0.0	0.0	2539.1	2556.6	0.0	0.0	

Contingencia 23: Llano Sánchez – Antón



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 11:08
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 23

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	3.7	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9952	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	3.7	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9952	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	3.8	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9951	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.0	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9910	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.0	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9910	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.6	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9906	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.6	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9906	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	5.7	50.0	-50.0	1.0100	74.5	0.9971	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	75.0	5.7	50.0	-50.0	1.0100	74.5	0.9971	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	73.3	11.6	30.0	-25.0	1.0100	73.5	0.9876	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	65.8	11.0	30.0	-25.0	1.0100	66.1	0.9864	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9909	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9909	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9909	19.4	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	9.9	29.0	-29.0	1.0000	57.8	0.9854	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	9.9	29.0	-29.0	1.0000	57.8	0.9854	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-4.8	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9988	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-1.6	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9999	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9765	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9765	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9928	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9928	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9987	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9987	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-9.4	14.0	-14.0	1.0000	43.2	0.9758	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-9.4	14.0	-14.0	1.0000	43.2	0.9758	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-4.8	7.8	-7.0	1.0000	13.0	0.9283	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-4.8	7.8	-7.0	1.0000	13.0	0.9283	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0016	17.5	0.9167	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0016	17.5	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0025	27.7	0.9576	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0025	27.7	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9990	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9990	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0137	60.1	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0073	1.6	0.9985	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0073	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9685	5.3	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9818	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9818	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9685	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9783	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9783	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9782	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9900	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9900	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9566	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9566	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9848	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9848	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9942	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9942	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.7	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9417	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0233	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9964	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9964	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0061	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0061	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0089	23.3	0.9074	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-1.3	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9967	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-1.3	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9967	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-1.0	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9981	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-1.0	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9981	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.8	2.3	-2.3	1.0000	4.8	0.9256	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0217	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0217	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0000	4.8	0.8925	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0000	4.8	0.8925	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9598	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9598	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-1.0	4.0	-4.0	1.0000	10.0	0.9948	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-1.0	4.0	-4.0	1.0000	10.0	0.9948	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	2.8	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9328	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	2.8	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9328	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9616	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9616	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9814	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9814	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9732	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9732	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9444	3.3	63 6

6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9444	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	-1.2	1.6	-1.6	1.0000	3.3	0.9363	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	-1.2	1.6	-1.6	1.0000	3.3	0.9363	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	241.1	300.0	-225.0	1.0557	228.4	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0149	3.9	0.8892	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9961	4.5	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9961	4.5	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9970	17.9	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9970	17.9	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0232	4.0	0.8678	4.6	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1640.8	268.2	1094.8	-913.5				2463.9		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 11:08
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 23

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	0.0	8.0	0.0	1.0113	17.8	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	7.2	11.0	0.0	1.0100	21.1	0.9405	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	25.1	9.0	15.0	0.0	1.0100	26.4	0.9417	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	0.0	8.0	0.0	1.0100	16.8	1.0000	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	0.1	6.0	-6.0	1.0100	9.9	1.0000	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.1	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9999	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.1	0.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9999	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				110.2	16.5	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 11:08
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 23

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0166	233.83	6003	PANII230	230.00	6	1.0078	231.79
6008	LSA230	230.00	6	1.0100	232.30	6011	MDN230	230.00	6	1.0054	231.25
6014	PRO230	230.00	6	1.0152	233.50	6096	FOR230	230.00	6	1.0071	231.64
6100	BAY230	230.00	6	1.0246	235.65	6103	COP23O	230.00	6	1.0107	232.47
6171	PAC230	230.00	6	1.0162	233.73	6178	EST230	230.00	6	1.0022	230.51
6179	GUA230	230.00	6	1.0023	230.54	6182	VEL230	230.00	6	1.0028	230.65
6260	CHA 230	230.00	6	1.0158	233.64	6263	ESP230	230.00	6	1.0166	233.81
6330	BAI230	230.00	6	1.0143	233.30	6340	CAN 230	230.00	6	1.0080	231.84
6360	GLA230	230.00	6	1.0069	231.59	6363	ZAM230	230.00	6	1.0117	232.69
6366	EVA230	230.00	6	1.0144	233.31	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0104	232.40
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0166	233.81	6430	ANTON230	230.00	6	1.0147	233.38
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0246	235.65	6590	24DIC230	230.00	6	1.0117	232.69
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0179	234.12	6690	DOM230	230.00	6	1.0252	235.80
6691	ALTO230	230.00	6	1.0269	236.18	6695	PANDO230	230.00	6	1.0257	235.92
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0256	235.88	6760	SBA230	230.00	6	1.0048	231.10
6790	SMA230	230.00	6	1.0109	232.51	6840	BUR230	230.00	6	1.0175	234.03

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9974	229.41	6005	CHO230	230.00	6	0.9835	226.20
6105	PAM230	230.00	6	0.9835	226.20	6240	LGU 230	230.00	6	0.9882	227.28

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 11:08
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 23

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0206	117.37	6004	PANII115	115.00	6	1.0197	117.27
6009	LSA115	115.00	6	1.0265	118.04	6012	MDN115	115.00	6	1.0132	116.52
6015	PRO115	115.00	6	1.0104	116.20	6018	CAC115	115.00	6	1.0204	117.35
6019	CVI115A	115.00	6	1.0160	116.84	6024	CHI115	115.00	6	1.0094	116.08
6027	LOC115A	115.00	6	1.0149	116.71	6032	MAR115A	115.00	6	1.0129	116.49
6036	SMA115	115.00	6	1.0195	117.24	6040	SFR115	115.00	6	1.0129	116.48
6047	CLA115	115.00	6	1.0044	115.51	6055	MOS115B	115.00	6	1.0186	117.14
6057	TOC115	115.00	6	1.0177	117.04	6059	LM1115	115.00	6	1.0151	116.74
6060	LM2115	115.00	6	1.0153	116.76	6066	FFIELD	115.00	6	1.0086	115.99
6074	LMDIST	115.00	6	1.0152	116.75	6087	CAL115	115.00	6	1.0153	116.76
6088	LES115	115.00	6	1.0177	117.03	6092	LVA115	115.00	6	1.0152	116.75
6123	MIR115	115.00	7	1.0314	118.61	6170	CPA115	115.00	6	1.0162	116.86
6173	STR115	115.00	6	1.0167	116.92	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0188	117.16
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0188	117.16	6210	TIN115	115.00	6	1.0173	116.99
6211	PM115-9	115.00	6	1.0179	117.06	6230	CBA115	115.00	6	1.0139	116.60
6261	CHA 115	115.00	6	1.0082	115.95	6270	CAT 115	115.00	6	1.0152	116.75
6280	GIR 115	115.00	6	1.0162	116.86	6290	CATII 11	115.00	6	1.0153	116.76
6331	BAI115	115.00	6	1.0017	115.19	6332	BAM115	115.00	6	1.0049	115.56
6350	PM115-8	115.00	6	1.0169	116.95	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0104	116.20
6580	LBO115	115.00	6	1.0156	116.79						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

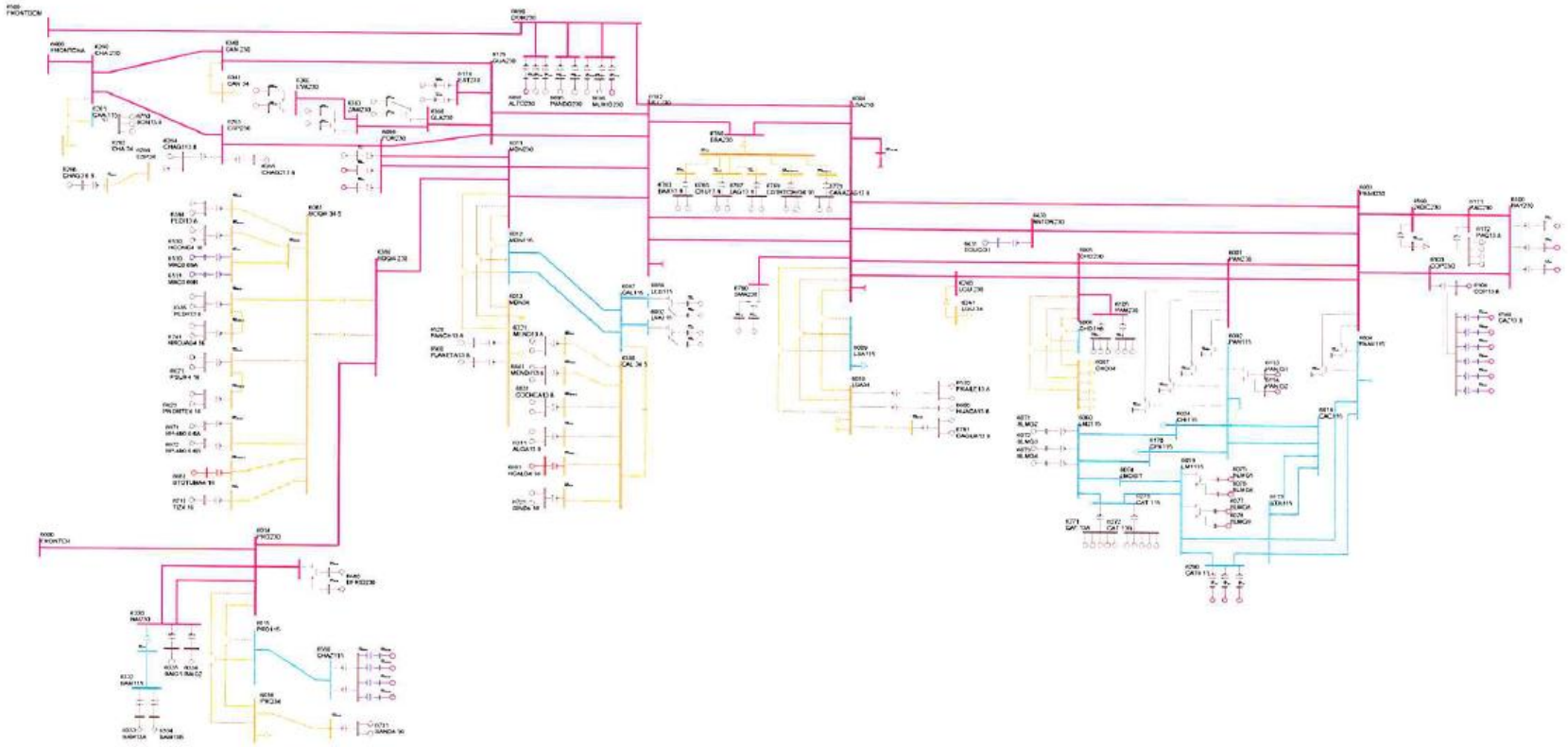
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9707	111.63						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 12 2011  11:08
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 23
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.2    62.5    96.3    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.4    54.0    98.8    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 12 2011  11:08
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 23
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 12 2011 11:08
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 CNT 23 IN MW/MVAR

	FROM GENE-	TO LOAD AT AREA	TO BUS	TO GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	905.3	1150.5	0.0	0.0	0.0	0.0	20.9	-266.1	-266.1	-266.1
GUATEMAL	220.0	340.6	219.0	0.0	0.0	600.8	237.6	23.6	23.6	
2	1088.7	1054.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.8	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	265.2	350.4	-159.5	0.0	0.0	234.9	301.7	7.5	7.5	
3	1137.6	1106.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.6	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	370.0	362.7	-10.0	0.0	0.0	457.8	412.3	62.8	62.8	
4	533.5	514.6	0.0	0.0	0.0	0.0	18.8	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	81.3	202.9	-9.1	0.0	0.0	203.2	200.3	-109.6	-109.6	
5	1498.0	1468.8	0.0	0.0	0.0	0.0	29.1	0.1	0.1	0.0
COSTA RI	240.1	538.4	-228.4	0.0	0.0	555.3	417.7	67.7	67.7	
6	1640.8	1333.8	0.0	0.0	0.0	0.0	101.0	206.0	206.0	206.1
PANAMA	268.2	233.7	-360.4	0.0	0.0	473.6	928.6	-60.1	-60.1	
7	110.2	46.6	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	60.0	60.0	60.0
ACANAL	16.5	8.2	-16.0	0.0	0.0	0.0	16.1	8.3	8.3	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	6914.1	6674.4	0.0	0.0	0.0	0.0	239.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1461.2	2036.9	-564.4	0.0	0.0	2525.6	2514.3	0.0	0.0	

Demanda Máxima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:03
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2014

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.7	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9990	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.7	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9990	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.6	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9991	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	20.1	5.2	12.0	-5.0	1.0100	20.5	0.9674	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	20.1	5.2	12.0	-5.0	1.0100	20.5	0.9674	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	24.7	-1.3	12.0	-5.0	1.0100	24.4	0.9987	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	24.7	-1.3	12.0	-5.0	1.0100	24.4	0.9987	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	1.2	50.0	-50.0	1.0100	74.3	0.9999	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	78.1	21.1	30.0	-25.0	1.0100	80.1	0.9656	94.0			61	6
6106	PAM13A	13.800	M1	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9760	18.1	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M2	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9760	18.1	0.8605	20.7			63	6
6106	PAM13A	13.800	M3	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9760	18.1	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M4	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9760	18.1	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M5	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9760	18.1	0.8605	20.7			63	6
6107	PAM13B	13.800	M6	15.2	9.0	9.0	0.0	0.9760	18.1	0.8605	20.7			63	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9820	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9820	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9820	19.5	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	54.0	9.1	29.0	-29.0	1.0100	54.2	0.9861	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	54.0	9.1	29.0	-29.0	1.0100	54.2	0.9861	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	74.6	-6.0	52.4	-48.9	1.0100	74.1	0.9968	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	74.6	-2.2	52.4	-48.9	1.0100	73.9	0.9996	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	9.6	0.8623	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9989	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9989	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9989	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9989	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9989	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9989	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9989	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9989	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9989	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9989	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	-0.4	2.0	-2.0	1.0100	3.7	0.9928	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	-0.4	2.0	-2.0	1.0100	3.7	0.9928	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	-0.4	2.0	-2.0	1.0100	3.7	0.9928	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	-0.4	2.0	-2.0	1.0100	3.7	0.9928	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	-1.0	2.5	-2.5	1.0100	8.3	0.9932	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	-1.0	2.5	-2.5	1.0100	8.3	0.9932	10.9			62	6

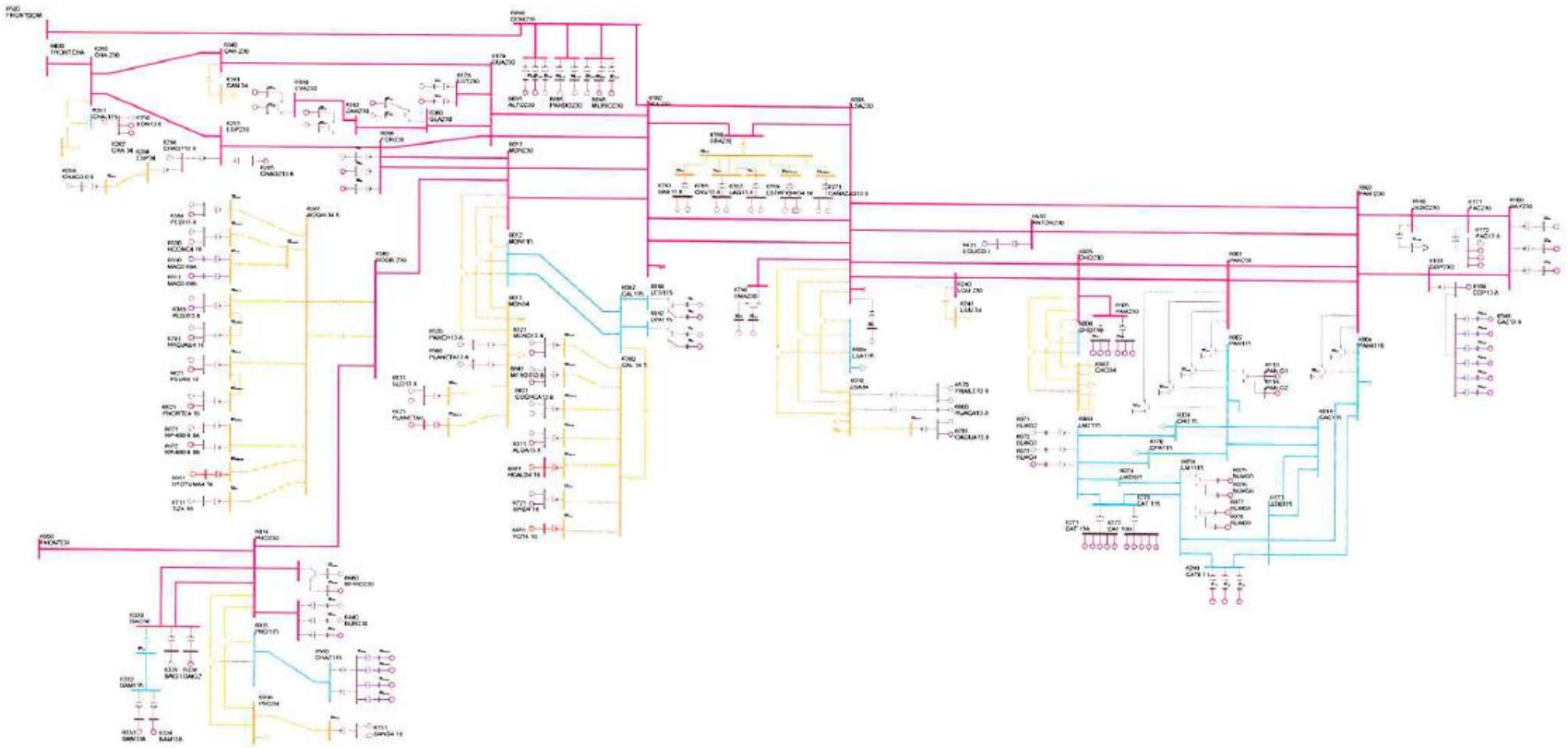
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	-1.0	2.5	-2.5	1.0100	8.3	0.9932	10.9	62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	-1.0	2.5	-2.5	1.0100	8.3	0.9932	10.9	62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	0.9	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9807	5.7	64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.6	0.9	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9807	5.7	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.4	4.2	4.2	-4.2	0.9940	9.5	0.8969	10.4	64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.4	4.2	4.2	-4.2	0.9940	9.5	0.8969	10.4	64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	25.2	1.2	10.0	-10.0	1.0000	25.2	0.9988	30.0	64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	25.2	1.2	10.0	-10.0	1.0000	25.2	0.9988	30.0	64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	37.7	-8.1	14.0	-14.0	1.0000	38.6	0.9778	49.0	64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	37.7	-8.1	14.0	-14.0	1.0000	38.6	0.9778	49.0	64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	10.8	-7.0	7.8	-7.0	1.0032	12.8	0.8389	14.1	64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	10.8	-7.0	7.8	-7.0	1.0032	12.8	0.8389	14.1	64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	14.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0073	15.9	0.8989	25.0	64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	14.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0073	15.9	0.8989	25.0	64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0080	24.9	0.9479	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0080	24.9	0.9479	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	8.5	-0.2	4.9	-4.9	1.0000	8.5	0.9996	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	8.5	-0.2	4.9	-4.9	1.0000	8.5	0.9996	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.5	0.2	3.2	-3.6	1.0000	5.5	0.9995	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	5.5	0.2	3.2	-3.6	1.0000	5.5	0.9995	7.5	64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	120.0	-20.1	21.0	-21.0	1.0000	121.7	0.9863	152.3	63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0081	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0081	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9397	5.0	0.9048	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.3	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9759	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.3	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9759	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9397	4.6	0.8862	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9765	2.8	0.9036	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9765	2.8	0.9036	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.3	2.2	2.2	-2.2	0.9764	4.9	0.8893	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9849	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.3	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9849	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.3	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9500	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.3	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9500	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.7	3.7	-3.7	1.0000	6.6	0.9670	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.7	3.7	-3.7	1.0000	6.6	0.9670	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-1.0	1.9	-1.9	1.0000	3.4	0.9597	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-1.0	1.9	-1.9	1.0000	3.4	0.9597	4.1	64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.3	1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9650	5.6	64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0243	3.8	0.8675	4.4	64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.1	0.4	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9976	7.5	64	6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.1	0.4	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9976	7.5	64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0034	25.0	0.9479	33.0	64	6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0034	25.0	0.9479	33.0	64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	19.1	9.6	9.9	-9.9	1.0100	21.1	0.8935	24.9	64	6

6693	ALTO13B	13.800	G2	19.1	-4.2	9.9	-9.9	1.0000	19.5	0.9766	24.9		64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	14.2	-1.8	12.8	-8.3	1.0000	14.3	0.9921	18.5		64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	14.2	-1.8	12.8	-8.3	1.0000	14.3	0.9921	18.5		64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	14.2	-1.6	12.8	-8.3	1.0000	14.2	0.9937	18.5		64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	14.2	-1.6	12.8	-8.3	1.0000	14.2	0.9937	18.5		64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.2	1.2	2.3	-2.3	1.0000	4.3	0.9625	5.2		64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.5	2.5	-2.5	1.0228	4.8	0.8622	5.6		64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.5	2.5	-2.5	1.0228	4.8	0.8622	5.6		64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	3.8	-1.7	2.2	-2.2	1.0000	4.2	0.9172	5.0		64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	3.8	-1.7	2.2	-2.2	1.0000	4.2	0.9172	5.0		64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	3.7	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	3.8	0.9549	4.8		64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	3.7	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	3.8	0.9549	4.8		64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	8.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	8.9	0.9944	35.3		64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	8.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	8.9	0.9944	35.3		64	6
6750	BON13.8	13.800	G3	8.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	8.9	0.9944	35.3		64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.4	2.4	4.0	-4.0	1.0000	6.8	0.9381	9.0		63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	6.4	2.4	4.0	-4.0	1.0000	6.8	0.9381	9.0		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.1	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.3	0.9657	5.8		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.1	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.3	0.9657	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.2	0.8	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9841	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.2	0.8	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9841	5.8		63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.4	1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9764	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.4	1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9764	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.5	0.8	1.5	-1.5	1.0000	2.6	0.9503	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.5	0.8	1.5	-1.5	1.0000	2.6	0.9503	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	2.7	0.0	1.6	-1.6	1.0000	2.7	1.0000	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	2.7	0.0	1.6	-1.6	1.0000	2.7	1.0000	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	10.9	-4.6	6.2	-6.2	1.0000	11.8	0.9206	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	10.9	-4.6	6.2	-6.2	1.0000	11.8	0.9206	14.2		63	6
SUBSYSTEM TOTALS				1644.8	31.8	842.9	-687.6				2260.0			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:03
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2014
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	0.0	8.0	0.0	1.0112	17.8	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	7.3	11.0	0.0	1.0100	21.1	0.9397	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	26.9	8.8	15.0	0.0	1.0100	28.1	0.9504	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	0.1	8.0	0.0	1.0100	16.8	1.0000	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	0.1	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9999	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.2	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9998	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	0.2	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9998	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				111.9	16.7	60.0	-18.0				167.9				

Demanda Mínima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	20.0	0.4	15.0	0.0	1.0000	20.0	0.9998	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	20.0	0.4	15.0	0.0	1.0000	20.0	0.9998	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	19.1	3.2	12.0	-5.0	0.9900	19.5	0.9863	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	23.3	-4.0	12.0	-5.0	0.9900	23.9	0.9857	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	60.0	-5.9	50.0	-50.0	1.0000	60.3	0.9951	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	56.2	12.8	30.0	-25.0	1.0000	57.6	0.9751	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	5.4	29.0	-29.0	0.9900	51.8	0.9945	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	89.1	-16.2	52.4	-48.9	0.9900	91.5	0.9838	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	9.8	0.8623	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	2.3	2.3	-2.3	0.9945	4.9	0.8867	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9755	9.2	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	23.8	-1.8	10.0	-10.0	0.9900	24.1	0.9971	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	37.7	-13.3	14.0	-14.0	1.0000	40.0	0.9431	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	10.8	-7.0	7.8	-7.0	1.0009	12.9	0.8389	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	14.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0030	15.9	0.8989	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0027	25.0	0.9479	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	8.5	-4.6	4.9	-4.9	0.9900	9.7	0.8807	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.5	0.7	3.2	-3.6	1.0000	5.6	0.9913	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0039	60.7	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0020	1.5	0.9981	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.2	2.0	2.0	-2.0	0.9200	5.1	0.9048	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.2	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9809	5.6			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.2	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9809	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9200	4.7	0.8862	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9364	2.8	0.8937	3.0			63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9364	2.8	0.8937	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.3	2.2	2.2	-2.2	0.9363	5.2	0.8893	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	0.9960	4.9	0.8622	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	0.9961	4.9	0.8622	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.6	3.7	-3.7	0.9900	6.6	0.9683	8.4			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.6	3.7	-3.7	0.9900	6.6	0.9683	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-1.0	1.9	-1.9	0.9900	3.5	0.9531	4.1			64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	0.9958	5.0	0.8622	5.6			64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0140	3.9	0.8675	4.4			64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.1	-0.1	2.3	-2.6	0.9900	6.1	0.9998	7.5			64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0112	24.8	0.9479	33.0			64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	19.1	-9.5	9.9	-9.9	0.9900	21.5	0.8953	24.9			64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	14.2	-8.3	12.8	-8.3	0.9900	16.6	0.8626	18.5			64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	14.2	-8.3	12.8	-8.3	0.9900	16.6	0.8626	18.5			64	6

6699	MLIRIO13A	13.800	G1	14.2	-8.3	12.8	-8.3	0.9913	16.6	0.8626	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	3.9	1.6	2.3	-2.3	1.0000	4.2	0.9297	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0137	4.9	0.8622	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0036	4.4	0.8668	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0036	4.4	0.8668	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	3.7	-0.7	2.1	-2.1	1.0000	3.7	0.9843	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	8.9	-4.0	4.0	-4.0	1.0004	9.7	0.9115	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.4	2.8	4.0	-4.0	1.0000	7.0	0.9192	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	6.4	2.8	4.0	-4.0	1.0000	7.0	0.9192	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.1	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.3	0.9517	5.8	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.1	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.3	0.9517	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.2	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.3	0.9749	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.2	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.3	0.9749	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.4	2.5	2.5	-2.5	0.9974	5.1	0.8734	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.5	1.0	1.5	-1.5	1.0000	2.7	0.9271	3.3	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.5	1.0	1.5	-1.5	1.0000	2.7	0.9271	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	2.7	1.6	1.6	-1.6	0.9597	3.3	0.8674	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	10.9	6.1	6.2	-6.2	1.0000	12.5	0.8718	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	10.9	6.1	6.2	-6.2	1.0000	12.5	0.8718	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	-59.9	300.0	-225.0	0.9777	61.3	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.2	1.8	1.8	-1.8	0.9677	3.8	0.8669	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	3.6	2.1	2.1	-2.1	0.9465	4.4	0.8669	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	3.6	2.1	2.1	-2.1	0.9465	4.4	0.8669	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	14.2	6.1	8.1	-8.1	1.0000	15.4	0.9179	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	14.2	6.1	8.1	-8.1	1.0000	15.4	0.9179	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0140	4.0	0.8678	4.6	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				828.2	-119.1	761.8	-618.3				1589.0		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	5.9	8.0	0.0	1.0100	18.7	0.9506	27.7			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	15.0	15.0	0.0	1.0091	31.5	0.8813	44.1			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	9.3	2.0	6.0	-6.0	1.0100	9.4	0.9773	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.6	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9874	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.6	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9874	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				75.3	26.1	41.0	-18.0				110.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0219	235.03	6003	PANII230	230.00	6	1.0018	230.41
6011	MDN230	230.00	6	1.0059	231.35	6014	PRO230	230.00	6	1.0199	234.58
6096	FOR230	230.00	6	1.0087	232.00	6100	BAY230	230.00	6	1.0109	232.51
6103	COP23O	230.00	6	1.0037	230.84	6171	PAC230	230.00	6	1.0043	230.98
6178	EST230	230.00	6	1.0073	231.69	6179	GUA230	230.00	6	1.0074	231.71
6182	VEL230	230.00	6	1.0008	230.18	6260	CHA 230	230.00	6	1.0222	235.10
6263	ESP230	230.00	6	1.0199	234.58	6330	BAI230	230.00	6	1.0192	234.42
6340	CAN 230	230.00	6	1.0141	233.23	6360	GLA230	230.00	6	1.0094	232.16
6363	ZAM230	230.00	6	1.0115	232.64	6366	EVA230	230.00	6	1.0127	232.92
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0124	232.85	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0244	235.62
6430	ANTON230	230.00	6	1.0049	231.13	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0223	235.13
6590	24DIC230	230.00	6	1.0028	230.65	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0211	234.85
6690	DOM230	230.00	6	1.0212	234.87	6691	ALTO230	230.00	6	1.0220	235.07
6695	PANDO230	230.00	6	1.0193	234.44	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0206	234.74
6760	SBA230	230.00	6	1.0006	230.15	6840	BUR230	230.00	6	1.0217	235.00

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9961	229.11	6005	CHO230	230.00	6	0.9894	227.57
6008	LSA230	230.00	6	0.9900	227.70	6105	PAM230	230.00	6	0.9894	227.57
6240	LGU 230	230.00	6	0.9881	227.25	6790	SMA230	230.00	6	0.9916	228.06

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0043	115.49	6004	PANII115	115.00	6	1.0036	115.42
6012	MDN115	115.00	6	1.0038	115.44	6015	PRO115	115.00	6	1.0149	116.71
6018	CAC115	115.00	6	1.0042	115.48	6036	SMA115	115.00	6	1.0033	115.38
6055	MOS115B	115.00	6	1.0018	115.20	6057	TOC115	115.00	6	1.0015	115.17
6059	LM1115	115.00	6	1.0002	115.02	6060	LM2115	115.00	6	1.0002	115.02
6066	FFIELD	115.00	6	1.0004	115.05	6074	LMDIST	115.00	6	1.0001	115.02
6087	CAL115	115.00	6	1.0052	115.59	6088	LES115	115.00	6	1.0064	115.73
6092	LVA115	115.00	6	1.0051	115.59	6123	MIR115	115.00	7	1.0148	116.71
6170	CPA115	115.00	6	1.0009	115.11	6173	STR115	115.00	6	1.0015	115.17
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0030	115.35	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0030	115.35
6210	TIN115	115.00	6	1.0013	115.15	6211	PM115-9	115.00	6	1.0016	115.19
6261	CHA 115	115.00	6	1.0133	116.52	6270	CAT 115	115.00	6	1.0002	115.02
6280	GIR 115	115.00	6	1.0009	115.11	6290	CATII 11	115.00	6	1.0003	115.04
6331	BAI115	115.00	6	1.0123	116.42	6332	BAM115	115.00	6	1.0118	116.36
6350	PM115-8	115.00	6	1.0010	115.11	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0149	116.71

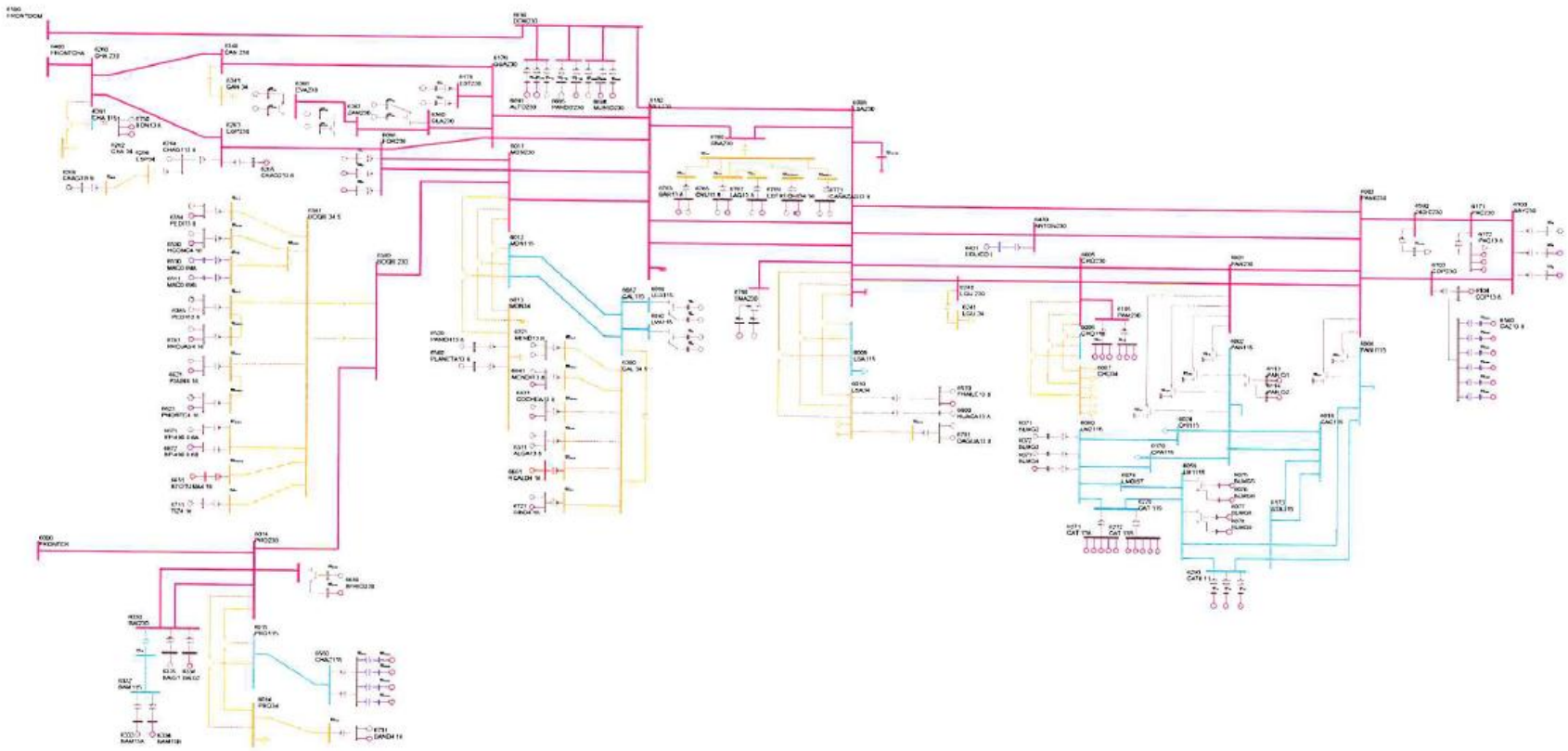
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9791	112.59	6009	LSA115	115.00	6	0.9984	114.82
6019	CVI115A	115.00	6	0.9991	114.89	6024	CHI115	115.00	6	0.9965	114.60
6027	LOC115A	115.00	6	0.9993	114.92	6032	MAR115A	115.00	6	0.9976	114.72
6040	SFR115	115.00	6	0.9981	114.78	6047	CLA115	115.00	6	0.9929	114.18
6230	CBA115	115.00	6	0.9985	114.83	6580	LBO115	115.00	6	0.9988	114.86

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	654.4	754.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	-110.6	-110.6	-110.6
GUATEMAL	-14.0	100.4	385.4	0.0	0.0	620.9	171.2	-50.0	-50.0	
2	501.2	490.6	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	-0.3	-0.3	0.0
SALVADOR	28.6	131.8	0.0	0.0	0.0	252.0	104.2	44.7	44.7	
3	536.1	520.9	0.0	0.0	0.0	0.0	15.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	-83.3	170.5	46.1	0.0	0.0	507.7	138.8	69.1	69.1	
4	301.8	296.3	0.0	0.0	0.0	0.0	5.5	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-128.4	117.3	20.6	0.0	0.0	254.8	57.9	-69.3	-69.3	
5	728.2	720.7	0.0	0.0	0.0	0.0	7.4	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	-83.5	292.5	-13.8	0.0	0.0	581.6	135.5	84.0	84.0	
6	828.2	733.6	0.0	0.0	0.0	0.0	30.8	63.9	63.9	63.6
PANAMA	-119.1	266.3	-100.6	0.0	0.0	493.6	307.7	-98.9	-98.9	
7	75.3	25.6	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6	47.0	47.0	47.0
ACANAL	26.1	9.3	-15.5	0.0	0.0	0.0	11.8	20.5	20.5	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	3625.2	3541.8	0.0	0.0	0.0	0.0	83.5	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-373.5	1087.9	322.2	0.0	0.0	2710.7	927.1	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2014

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	20.0	0.0	15.0	0.0	1.0018	20.0	1.0000	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	20.0	0.0	15.0	0.0	1.0018	20.0	1.0000	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	19.0	0.5	12.0	-5.0	0.9900	19.2	0.9997	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	19.0	0.5	12.0	-5.0	0.9900	19.2	0.9997	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	22.0	-5.0	12.0	-5.0	0.9947	22.7	0.9751	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	22.0	-5.0	12.0	-5.0	0.9947	22.7	0.9751	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	60.0	-20.0	50.0	-50.0	0.9900	63.9	0.9485	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	65.7	15.8	30.0	-25.0	1.0000	67.6	0.9722	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	50.0	5.5	29.0	-29.0	1.0000	50.3	0.9940	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	50.0	5.5	29.0	-29.0	1.0000	50.3	0.9940	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	74.6	-18.9	52.4	-48.9	0.9900	77.7	0.9695	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	9.8	0.8623	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.0	0.5	2.3	-2.3	1.0000	4.0	0.9924	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.0	0.5	2.3	-2.3	1.0000	4.0	0.9924	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	7.0	3.5	4.2	-4.2	1.0000	7.8	0.8969	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	7.0	3.5	4.2	-4.2	1.0000	7.8	0.8969	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	25.2	-1.5	10.0	-10.0	0.9900	25.5	0.9982	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	35.0	-14.0	14.0	-14.0	0.9989	37.7	0.9285	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	11.0	-4.9	7.8	-7.0	1.0100	11.9	0.9126	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	11.0	-4.9	7.8	-7.0	1.0100	11.9	0.9126	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	12.0	-7.0	7.8	-7.0	1.0104	13.7	0.8638	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	12.0	-7.0	7.8	-7.0	1.0104	13.7	0.8638	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	20.0	-8.0	8.0	-8.0	1.0107	21.3	0.9285	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	20.0	-8.0	8.0	-8.0	1.0107	21.3	0.9285	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	8.1	-1.1	4.9	-4.9	1.0000	8.2	0.9912	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.5	-0.4	3.2	-3.6	1.0000	5.5	0.9971	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	5.5	-0.4	3.2	-3.6	1.0000	5.5	0.9971	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	100.0	-17.5	17.5	-17.5	1.0070	100.8	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0109	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0109	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.0	2.0	2.0	-2.0	0.9420	4.7	0.8944	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.0	-1.9	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9039	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9420	4.6	0.8862	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9767	2.8	0.9036	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.1	2.2	2.2	-2.2	0.9773	4.8	0.8804	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.0	-1.8	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9123	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.0	-2.1	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.8856	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.0	-1.0	3.7	-3.7	1.0100	6.0	0.9870	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-1.9	1.9	-1.9	1.0087	3.7	0.8696	4.1			64	6

6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.1	-1.5	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9384	5.6		64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0339	3.8	0.8675	4.4		64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.1	0.1	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9997	7.5		64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0111	24.8	0.9479	33.0		64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	19.1	-5.6	9.9	-9.9	1.0000	19.9	0.9598	24.9		64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	12.0	-5.4	12.8	-8.3	1.0000	13.2	0.9112	18.5		64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	12.0	-5.5	12.8	-8.3	1.0000	13.2	0.9085	18.5		64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.2	-1.5	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9388	5.2		64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.1	-2.5	2.5	-2.5	1.0335	4.7	0.8569	5.6		64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	3.8	-1.8	2.2	-2.2	1.0100	4.2	0.9090	5.0		64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	3.7	-2.0	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.8728	4.8		64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	8.9	-4.0	4.0	-4.0	1.0006	9.7	0.9115	35.3		64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.4	3.4	4.0	-4.0	1.0000	7.3	0.8846	9.0		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.1	1.7	2.6	-2.6	1.0000	4.5	0.9255	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.2	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.4	0.9569	5.8		63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.4	1.5	2.5	-2.5	1.0000	4.7	0.9452	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.5	0.4	1.5	-1.5	1.0000	2.6	0.9847	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.5	0.4	1.5	-1.5	1.0000	2.6	0.9847	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	2.7	-0.6	1.6	-1.6	1.0000	2.8	0.9803	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	2.7	-0.6	1.6	-1.6	1.0000	2.8	0.9803	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	10.9	-0.8	6.2	-6.2	1.0100	10.8	0.9970	14.2		63	6
SUBSYSTEM TOTALS				902.5	-117.4	495.5	-415.5				1382.9			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2014

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	3.6	8.0	0.0	1.0100	18.2	0.9804	27.7			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	20.2	14.0	15.0	0.0	1.0100	24.3	0.8225	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	5.0	8.0	0.0	1.0100	17.5	0.9599	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.6	2.3	6.0	-6.0	1.0100	10.7	0.9779	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	2.0	6.0	-6.0	1.0100	10.1	0.9809	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				75.8	26.8	43.0	-12.0				125.5				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2014

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0220	235.05	6008	LSA230	230.00	6	1.0105	232.42
6011	MDN230	230.00	6	1.0137	233.15	6014	PRO230	230.00	6	1.0198	234.54
6096	FOR230	230.00	6	1.0144	233.32	6100	BAY230	230.00	6	1.0079	231.83
6171	PAC230	230.00	6	1.0005	230.12	6178	EST230	230.00	6	1.0135	233.10
6179	GUA230	230.00	6	1.0136	233.13	6182	VEL230	230.00	6	1.0174	233.99
6240	LGU 230	230.00	6	1.0012	230.27	6260	CHA 230	230.00	6	1.0225	235.16
6263	ESP230	230.00	6	1.0211	234.85	6330	BAI230	230.00	6	1.0190	234.36
6340	CAN 230	230.00	6	1.0183	234.22	6360	GLA230	230.00	6	1.0169	233.90
6363	ZAM230	230.00	6	1.0202	234.65	6366	EVA230	230.00	6	1.0221	235.09
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0163	233.74	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0235	235.41
6430	ANTON230	230.00	6	1.0089	232.05	6450	LSA CAP 230	230.00	6	1.0105	232.42
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0283	236.51	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0209	234.82
6690	DOM230	230.00	6	1.0283	236.51	6691	ALTO230	230.00	6	1.0293	236.73
6695	PANDO230	230.00	6	1.0279	236.43	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0280	236.44
6760	SBA230	230.00	6	1.0179	234.12	6790	SMA230	230.00	6	1.0111	232.55

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9933	228.45	6003	PANII230	230.00	6	0.9978	229.50
6005	CHO230	230.00	6	0.9917	228.09	6103	COP23O	230.00	6	0.9999	229.97
6105	PAM230	230.00	6	0.9917	228.09	6590	24DIC230	230.00	6	0.9990	229.76

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2014

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0071	115.81	6004	PANII115	115.00	6	1.0080	115.92
6009	LSA115	115.00	6	1.0260	117.99	6012	MDN115	115.00	6	1.0131	116.50
6015	PRO115	115.00	6	1.0165	116.89	6018	CAC115	115.00	6	1.0070	115.81
6019	CVI115A	115.00	6	1.0046	115.53	6027	LOC115A	115.00	6	1.0030	115.35
6032	MAR115A	115.00	6	1.0023	115.26	6036	SMA115	115.00	6	1.0060	115.69
6040	SFR115	115.00	6	1.0022	115.26	6055	MOS115B	115.00	6	1.0061	115.70
6057	TOC115	115.00	6	1.0058	115.66	6059	LM1115	115.00	6	1.0028	115.32
6060	LM2115	115.00	6	1.0028	115.32	6066	FFIELD	115.00	6	1.0029	115.33
6074	LMDIST	115.00	6	1.0028	115.32	6087	CAL115	115.00	6	1.0139	116.60
6088	LES115	115.00	6	1.0152	116.75	6092	LVA115	115.00	6	1.0136	116.57
6123	MIR115	115.00	7	1.0184	117.11	6170	CPA115	115.00	6	1.0035	115.41
6173	STR115	115.00	6	1.0043	115.50	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0059	115.67
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0059	115.67	6210	TIN115	115.00	6	1.0049	115.57
6211	PM115-9	115.00	6	1.0055	115.63	6230	CBA115	115.00	6	1.0025	115.29
6261	CHA 115	115.00	6	1.0134	116.54	6270	CAT 115	115.00	6	1.0028	115.32
6280	GIR 115	115.00	6	1.0035	115.41	6290	CATII 11	115.00	6	1.0030	115.34
6331	BAI115	115.00	6	1.0117	116.35	6332	BAM115	115.00	6	1.0113	116.30
6350	PM115-8	115.00	6	1.0048	115.56	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0165	116.89
6580	LBO115	115.00	6	1.0043	115.49						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

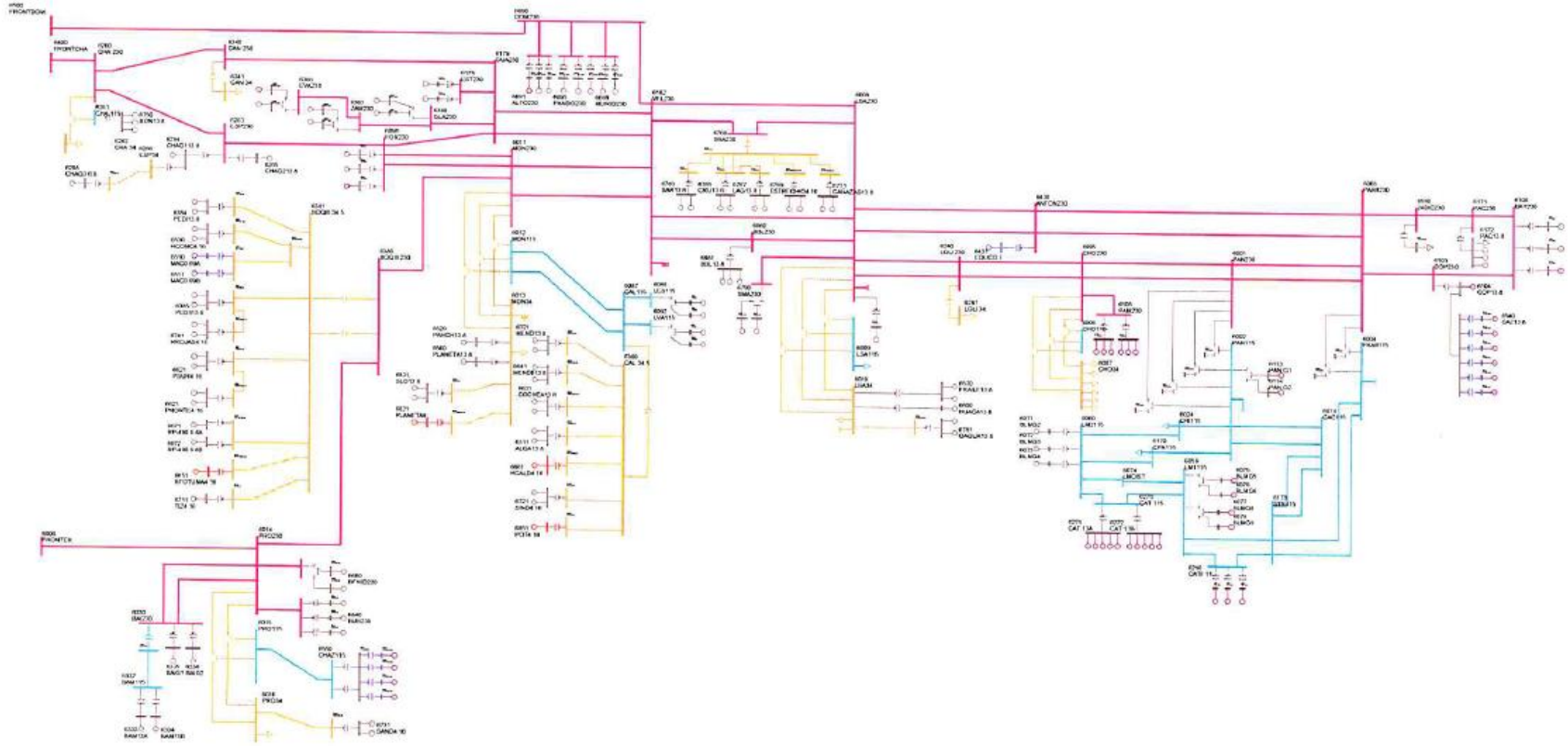
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9809	112.80	6024	CHI115	115.00	6	0.9989	114.87
6047	CLA115	115.00	6	0.9951	114.44						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2014 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	594.4	740.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.2	-156.7	-156.7	-156.8
GUATEMAL	6.8	99.0	406.1	0.0	0.0	613.4	156.3	-41.2	-41.2	
2	500.0	490.6	0.0	0.0	0.0	0.0	9.4	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	44.0	132.2	0.0	0.0	0.0	253.6	99.8	65.5	65.5	
3	534.0	520.9	0.0	0.0	0.0	0.0	13.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	-72.7	170.5	45.4	0.0	0.0	492.2	146.9	56.7	56.7	
4	290.6	282.7	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-96.2	111.9	16.7	0.0	0.0	219.7	75.4	-80.6	-80.6	
5	767.6	757.3	0.0	0.0	0.0	0.0	10.3	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	-8.9	299.2	20.9	0.0	0.0	569.2	184.6	55.7	55.7	
6	902.5	761.8	0.0	0.0	0.0	0.0	30.9	109.8	109.8	109.8
PANAMA	-117.4	276.5	-135.3	0.0	0.0	500.0	320.1	-78.8	-78.8	
7	75.8	26.6	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	47.0	47.0	47.0
ACANAL	26.8	9.7	-15.7	0.0	0.0	0.0	10.0	22.8	22.8	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	3664.9	3579.9	0.0	0.0	0.0	0.0	85.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-217.6	1098.9	338.2	0.0	0.0	2647.9	993.2	0.0	0.0	

Año 2015

Demanda Máxima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 11:21
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.8	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9988	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.8	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9988	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.8	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9989	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	5.8	12.0	-5.0	1.0100	22.9	0.9684	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	5.8	12.0	-5.0	1.0100	22.9	0.9684	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-0.7	12.0	-5.0	1.0100	25.8	0.9996	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-0.7	12.0	-5.0	1.0100	25.8	0.9996	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	86.1	6.0	50.0	-50.0	1.0100	85.5	0.9976	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	86.1	6.0	50.0	-50.0	1.0100	85.5	0.9976	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	72.8	15.0	30.0	-25.0	1.0100	73.6	0.9796	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	72.8	15.0	30.0	-25.0	1.0100	73.6	0.9796	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9854	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9854	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9854	19.5	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	8.9	29.0	-29.0	1.0100	51.3	0.9850	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	51.0	8.9	29.0	-29.0	1.0100	51.3	0.9850	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-0.8	52.4	-48.9	1.0100	98.6	1.0000	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	2.5	52.4	-48.9	1.0100	98.7	0.9997	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9765	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9765	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9928	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9928	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9975	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9975	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-4.7	14.0	-14.0	1.0100	42.0	0.9937	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-4.7	14.0	-14.0	1.0100	42.0	0.9937	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	0.2	7.8	-7.0	1.0100	11.9	0.9998	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	0.2	7.8	-7.0	1.0100	11.9	0.9998	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-3.5	7.8	-7.0	1.0100	16.3	0.9772	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-3.5	7.8	-7.0	1.0100	16.3	0.9772	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-5.3	8.0	-8.0	1.0100	26.8	0.9810	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-5.3	8.0	-8.0	1.0100	26.8	0.9810	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.2	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.2	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9990	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9990	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0077	60.5	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0074	1.6	0.9985	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0074	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9445	5.5	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9812	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9812	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9445	5.0	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9779	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9779	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9778	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9894	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9894	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9559	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9559	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9846	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9846	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9939	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9939	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.6	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9447	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0233	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9964	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9964	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-7.0	8.0	-8.0	1.0100	27.2	0.9675	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-7.0	8.0	-8.0	1.0100	27.2	0.9675	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	-4.4	9.9	-9.9	0.9900	22.0	0.9792	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-4.4	9.9	-9.9	0.9900	22.0	0.9792	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-2.3	12.8	-8.3	0.9900	16.2	0.9893	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-2.3	12.8	-8.3	0.9900	16.2	0.9893	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-2.2	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9908	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-2.2	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9908	18.5	64 6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	-2.2	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9908	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.8	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9292	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0217	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0217	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-0.8	2.2	-2.2	1.0100	4.3	0.9817	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-0.8	2.2	-2.2	1.0100	4.3	0.9817	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9593	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9593	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.6	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9982	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.6	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9982	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.6	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9982	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	2.9	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9253	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	2.9	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9253	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9560	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9560	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9777	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9777	5.8	63 6

6769	ESTRECHO4.164.2000	G1	4.9	1.3	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9688	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000	G2	4.9	1.3	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9688	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G1	2.8	1.1	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9352	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G2	2.8	1.1	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9352	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G1	3.1	-0.9	1.6	-1.6	1.0000	3.2	0.9573	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G2	3.1	-0.9	1.6	-1.6	1.0000	3.2	0.9573	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800 G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800 G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200 1	0.0	290.9	300.0	-225.0	1.0647	273.3	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600 G1	3.5	1.8	1.8	-1.8	0.9935	4.0	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800 G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9716	4.6	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800 G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9716	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800 G1	15.8	7.8	8.1	-8.1	1.0000	17.7	0.8966	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800 G2	15.8	7.8	8.1	-8.1	1.0000	17.7	0.8966	18.5		64	6
6843	BUR13C	13.800 G3	15.8	7.8	8.1	-8.1	1.0000	17.7	0.8966	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600 G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0233	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9764	9.7	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9764	9.7	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9764	2.0	0.9057	2.1		64	6
SUBSYSTEM TOTALS			1739.4	371.3	1138.5	-950.5				2583.4			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 11:21
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000 G6	18.0	0.0	8.0	0.0	1.0113	17.8	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000 G3	20.0	7.2	11.0	0.0	1.0100	21.1	0.9403	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800 G4	28.4	8.6	15.0	0.0	1.0100	29.4	0.9571	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800 G5	17.0	0.0	8.0	0.0	1.0100	16.8	1.0000	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000 G1	10.0	0.3	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9996	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000 G2	10.0	0.3	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9995	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000 G3	9.1	0.4	6.0	-6.0	1.0100	9.0	0.9988	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS			112.5	16.9	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 11:21
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0173	233.98	6003	PANII230	230.00	6	1.0014	230.32
6008	LSA230	230.00	6	1.0100	232.30	6011	MDN230	230.00	6	1.0041	230.94
6014	PRO230	230.00	6	1.0176	234.04	6096	FOR230	230.00	6	1.0079	231.81
6100	BAY230	230.00	6	1.0202	234.65	6103	COP23O	230.00	6	1.0046	231.07
6171	PAC230	230.00	6	1.0103	232.37	6178	EST230	230.00	6	1.0045	231.04
6179	GUA230	230.00	6	1.0045	231.04	6260	CHA 230	230.00	6	1.0191	234.40
6263	ESP230	230.00	6	1.0211	234.84	6330	BAI230	230.00	6	1.0179	234.11
6340	CAN 230	230.00	6	1.0104	232.40	6360	GLA230	230.00	6	1.0098	232.25
6363	ZAM230	230.00	6	1.0151	233.47	6366	EVA230	230.00	6	1.0180	234.13
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0108	232.47	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0194	234.46
6430	ANTON230	230.00	6	1.0087	232.00	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0162	233.72
6590	24DIC230	230.00	6	1.0055	231.27	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0203	234.67
6690	DOM230	230.00	6	1.0159	233.66	6691	ALTO230	230.00	6	1.0182	234.19
6695	PANDO230	230.00	6	1.0161	233.69	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0160	233.67
6760	SBA230	230.00	6	1.0011	230.26	6790	SMA230	230.00	6	1.0109	232.51
6840	BUR230	230.00	6	1.0208	234.79						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9903	227.77	6005	CHO230	230.00	6	0.9770	224.71
6105	PAM230	230.00	6	0.9770	224.71	6182	VEL230	230.00	6	0.9986	229.67
6240	LGU 230	230.00	6	0.9869	227.00	6860	BBL230	230.00	6	0.9993	229.85

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 11:21
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0260	117.99	6004	PANII115	115.00	6	1.0251	117.88
6009	LSA115	115.00	6	1.0258	117.97	6012	MDN115	115.00	6	1.0080	115.92
6015	PRO115	115.00	6	1.0145	116.66	6018	CAC115	115.00	6	1.0257	117.96
6019	CVI115A	115.00	6	1.0209	117.40	6024	CHI115	115.00	6	1.0156	116.80
6027	LOC115A	115.00	6	1.0197	117.26	6032	MAR115A	115.00	6	1.0183	117.11
6036	SMA115	115.00	6	1.0250	117.88	6040	SFR115	115.00	6	1.0174	117.00
6047	CLA115	115.00	6	1.0106	116.22	6055	MOS115B	115.00	6	1.0237	117.72
6057	TOC115	115.00	6	1.0229	117.64	6059	LM1115	115.00	6	1.0193	117.22
6060	LM2115	115.00	6	1.0194	117.23	6066	FFIELD	115.00	6	1.0143	116.64
6074	LMDIST	115.00	6	1.0193	117.22	6087	CAL115	115.00	6	1.0154	116.77
6088	LES115	115.00	6	1.0189	117.17	6092	LVA115	115.00	6	1.0158	116.81
6123	MIR115	115.00	7	1.0357	119.10	6170	CPA115	115.00	6	1.0206	117.37
6173	STR115	115.00	6	1.0211	117.43	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0236	117.71
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0236	117.71	6210	TIN115	115.00	6	1.0224	117.57
6211	PM115-9	115.00	6	1.0230	117.65	6230	CBA115	115.00	6	1.0186	117.13
6261	CHA 115	115.00	6	1.0097	116.12	6270	CAT 115	115.00	6	1.0193	117.22
6280	GIR 115	115.00	6	1.0206	117.37	6290	CATII 11	115.00	6	1.0195	117.24
6331	BAI115	115.00	6	1.0070	115.81	6332	BAM115	115.00	6	1.0114	116.31
6350	PM115-8	115.00	6	1.0223	117.57	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0145	116.66
6580	LBO115	115.00	6	1.0205	117.35						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

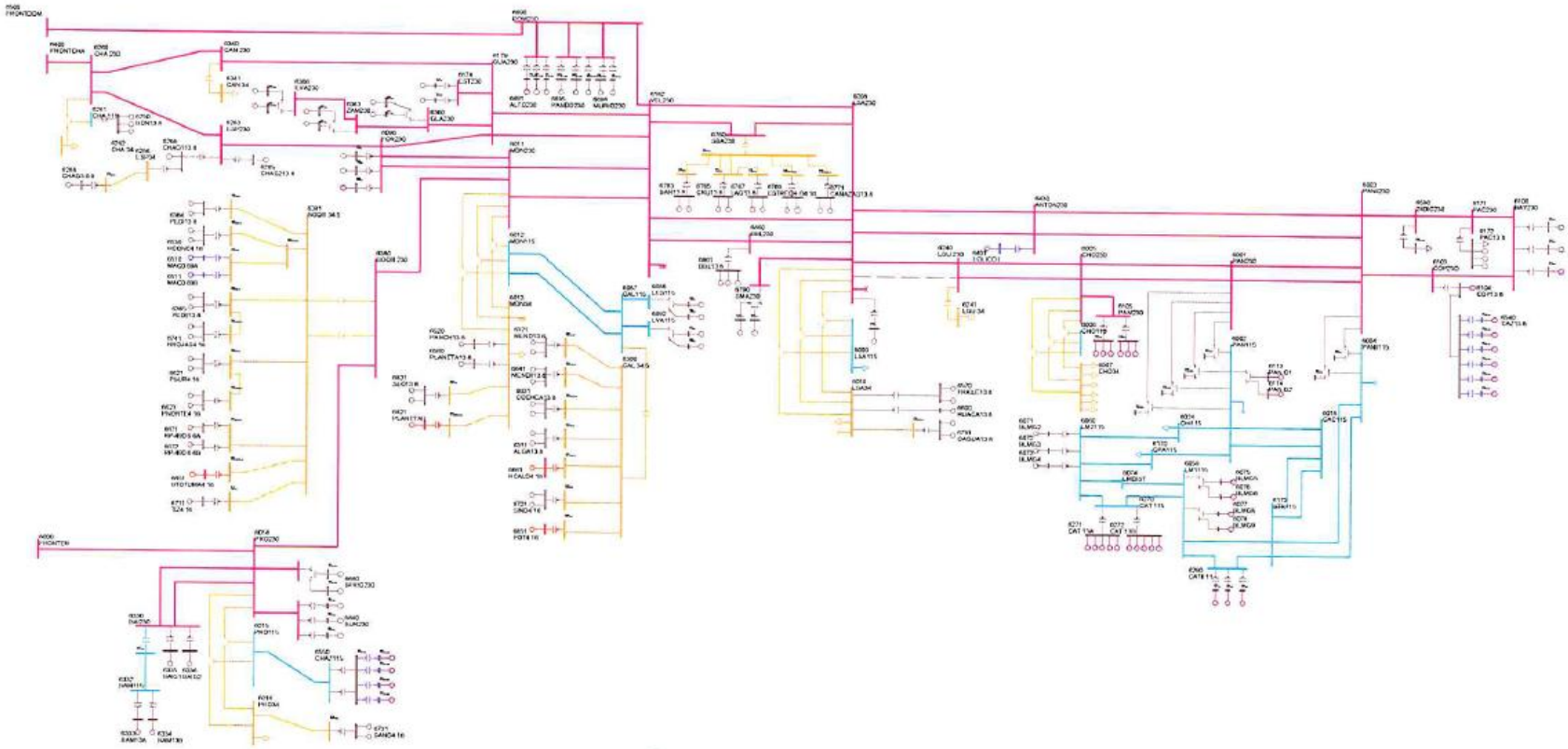
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9628	110.72						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  11:21
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.2    62.5    96.3    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.4    54.0    97.0    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  11:21
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 11:21
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	930.2	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	23.0	-272.2	-272.2	-272.2
GUATEMAL	227.1	340.6	218.1	0.0	0.0	600.5	256.9	12.0	12.0	
2	1141.9	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	300.8	367.1	-180.9	0.0	0.0	241.1	322.3	33.4	33.4	
3	1239.0	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	392.9	395.2	-20.3	0.0	0.0	468.8	453.9	32.9	32.9	
4	479.2	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.1	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-17.7	181.0	-12.8	0.0	0.0	288.9	180.4	-77.5	-77.5	
5	1520.8	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	31.1	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	260.2	558.4	-226.5	0.0	0.0	555.0	432.9	50.4	50.4	
6	1739.4	1416.9	0.0	0.0	0.0	0.0	110.5	212.1	212.1	212.2
PANAMA	371.3	248.2	-339.7	0.0	0.0	511.3	1033.8	-59.6	-59.6	
7	112.5	48.8	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	60.1	60.1	60.0
ACANAL	16.9	8.6	-16.0	0.0	0.0	0.0	16.0	8.3	8.3	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7163.1	6903.1	0.0	0.0	0.0	0.0	260.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1551.5	2099.1	-578.1	0.0	0.0	2665.7	2696.2	0.0	0.0	

Contingencia 2: Llano Sánchez – Las Guías



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:03
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 2

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	7.5	15.0	0.0	1.0200	38.0	0.9809	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	7.5	15.0	0.0	1.0200	38.0	0.9809	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	7.8	15.0	0.0	1.0200	38.0	0.9797	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	6.0	12.0	-5.0	1.0100	23.0	0.9656	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	6.0	12.0	-5.0	1.0100	23.0	0.9656	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-0.4	12.0	-5.0	1.0100	25.8	0.9999	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-0.4	12.0	-5.0	1.0100	25.8	0.9999	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	86.1	7.6	50.0	-50.0	1.0100	85.6	0.9961	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	86.1	7.6	50.0	-50.0	1.0100	85.6	0.9961	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	81.7	25.3	30.0	-25.0	1.0100	84.7	0.9553	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	72.8	24.4	30.0	-25.0	1.0100	76.0	0.9482	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9707	19.8	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9707	19.8	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9707	19.8	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	9.3	29.0	-29.0	1.0100	51.3	0.9839	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	51.0	9.3	29.0	-29.0	1.0100	51.3	0.9839	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-0.2	52.4	-48.9	1.0100	98.6	1.0000	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	3.1	52.4	-48.9	1.0100	98.7	0.9995	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9762	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9762	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9926	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9926	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9973	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9973	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-4.4	14.0	-14.0	1.0100	41.9	0.9946	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-4.4	14.0	-14.0	1.0100	41.9	0.9946	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	1.5	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9924	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	1.5	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9924	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-2.4	7.8	-7.0	1.0100	16.1	0.9893	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-2.4	7.8	-7.0	1.0100	16.1	0.9893	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-4.2	8.0	-8.0	1.0100	26.7	0.9878	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-4.2	8.0	-8.0	1.0100	26.7	0.9878	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9988	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9988	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	10.5	10.5	-10.5	0.9997	60.9	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0072	1.6	0.9985	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0072	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9430	5.5	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9837	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9837	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9430	5.0	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9736	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9736	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9735	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9915	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9915	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9588	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9588	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.0	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9868	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.0	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9868	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9966	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9966	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.8	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9323	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0231	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-6.6	8.0	-8.0	1.0100	27.1	0.9705	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-6.6	8.0	-8.0	1.0100	27.1	0.9705	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	-3.9	9.9	-9.9	0.9900	21.9	0.9839	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-3.9	9.9	-9.9	0.9900	21.9	0.9839	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-1.8	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9935	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-1.8	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9935	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-1.6	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9947	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-1.6	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9947	18.5	64 6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	-1.6	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9947	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.9	2.3	-2.3	1.0000	4.8	0.9147	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0216	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0216	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-0.7	2.2	-2.2	1.0100	4.3	0.9853	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-0.7	2.2	-2.2	1.0100	4.3	0.9853	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9613	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9613	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.5	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9986	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.5	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9986	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.5	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9986	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.3	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9095	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.3	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9095	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9440	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9440	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9695	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9695	5.8	63 6

6769	ESTRECHO4.164.2000	G1	4.9	1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9593	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000	G2	4.9	1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9593	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G1	2.8	1.2	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9154	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G2	2.8	1.2	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9154	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9998	3.4	0.8897	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G2	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9998	3.4	0.8897	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800 G1	12.2	0.0	6.2	-6.2	1.0000	12.2	1.0000	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800 G2	12.2	0.0	6.2	-6.2	1.0000	12.2	1.0000	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200 1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0557	284.2	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600 G1	3.5	1.8	1.8	-1.8	0.9919	4.0	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800 G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9700	4.6	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800 G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9700	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800 G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9998	17.8	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800 G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9998	17.8	0.8892	18.5		64	6
6843	BUR13C	13.800 G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9998	17.8	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600 G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0231	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9705	9.8	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9705	9.8	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9705	2.0	0.9057	2.1		64	6
SUBSYSTEM TOTALS			1748.3	479.2	1138.5	-950.5				2583.4			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:03
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 2

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	1.4	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9968	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.9	11.0	0.0	1.0100	21.7	0.9140	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.4	10.7	15.0	0.0	1.0100	30.0	0.9364	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	2.3	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9906	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	0.7	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9973	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.7	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9976	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	9.1	0.8	6.0	-6.0	1.0100	9.0	0.9962	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				112.5	25.5	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:03
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 2

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0168	233.87	6011	MDN230	230.00	6	1.0018	230.42
6014	PRO230	230.00	6	1.0170	233.92	6096	FOR230	230.00	6	1.0061	231.40
6100	BAY230	230.00	6	1.0080	231.85	6178	EST230	230.00	6	1.0026	230.59
6179	GUA230	230.00	6	1.0026	230.60	6260	CHA 230	230.00	6	1.0183	234.20
6263	ESP230	230.00	6	1.0203	234.66	6330	BAI230	230.00	6	1.0175	234.02
6340	CAN 230	230.00	6	1.0088	232.03	6360	GLA230	230.00	6	1.0081	231.86
6363	ZAM230	230.00	6	1.0135	233.11	6366	EVA230	230.00	6	1.0165	233.79
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0095	232.19	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0186	234.28
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0157	233.62	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0198	234.56
6690	DOM230	230.00	6	1.0154	233.55	6691	ALTO230	230.00	6	1.0178	234.10
6695	PANDO230	230.00	6	1.0158	233.63	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0157	233.61
6790	SMA230	230.00	6	1.0002	230.04	6840	BUR230	230.00	6	1.0204	234.70

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9718	223.50	6003	PANII230	230.00	6	0.9834	226.19
6005	CHO230	230.00	6	0.9552	219.70	6008	LSA230	230.00	6	0.9989	229.74
6103	COP23O	230.00	6	0.9876	227.14	6105	PAM230	230.00	6	0.9552	219.70
6171	PAC230	230.00	6	0.9940	228.62	6182	VEL230	230.00	6	0.9929	228.38
6240	LGU 230	230.00	6	0.9557	219.80	6430	ANTON230	230.00	6	0.9938	228.58
6590	24DIC230	230.00	6	0.9884	227.33	6760	SBA230	230.00	6	0.9939	228.59
6860	BBL230	230.00	6	0.9932	228.45						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:03
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 2

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0075	115.86	6004	PANII115	115.00	6	1.0072	115.83
6009	LSA115	115.00	6	1.0164	116.88	6012	MDN115	115.00	6	1.0063	115.72
6015	PRO115	115.00	6	1.0141	116.62	6018	CAC115	115.00	6	1.0073	115.85
6019	CVI115A	115.00	6	1.0024	115.28	6027	LOC115A	115.00	6	1.0009	115.10
6036	SMA115	115.00	6	1.0065	115.75	6055	MOS115B	115.00	6	1.0051	115.58
6057	TOC115	115.00	6	1.0050	115.57	6059	LM1115	115.00	6	1.0068	115.78
6060	LM2115	115.00	6	1.0070	115.80	6066	FFIELD	115.00	6	1.0018	115.21
6074	LMDIST	115.00	6	1.0069	115.79	6087	CAL115	115.00	6	1.0144	116.66
6088	LES115	115.00	6	1.0180	117.07	6092	LVA115	115.00	6	1.0148	116.70
6123	MIR115	115.00	7	1.0198	117.28	6170	CPA115	115.00	6	1.0064	115.74
6173	STR115	115.00	6	1.0075	115.86	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0078	115.90
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0078	115.90	6210	TIN115	115.00	6	1.0037	115.43
6211	PM115-9	115.00	6	1.0044	115.50	6261	CHA 115	115.00	6	1.0091	116.05
6270	CAT 115	115.00	6	1.0069	115.79	6280	GIR 115	115.00	6	1.0064	115.74
6290	CATII 11	115.00	6	1.0069	115.79	6331	BAI115	115.00	6	1.0067	115.77
6332	BAM115	115.00	6	1.0111	116.28	6350	PM115-8	115.00	6	1.0037	115.42
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0141	116.62	6580	LBO115	115.00	6	1.0020	115.23

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

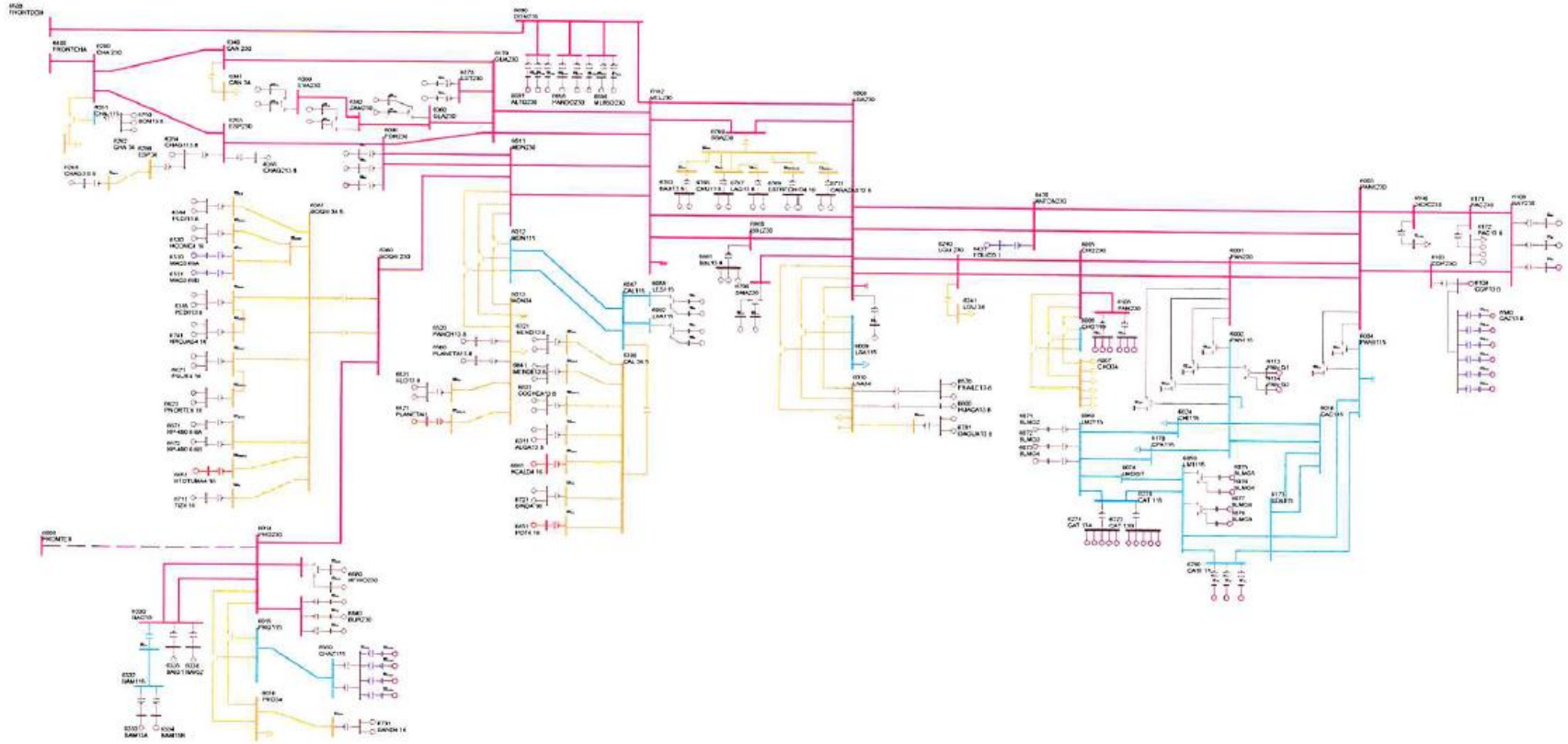
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9404	108.14	6024	CHI115	115.00	6	0.9994	114.94
6032	MAR115A	115.00	6	0.9994	114.93	6040	SFR115	115.00	6	0.9985	114.83
6047	CLA115	115.00	6	0.9943	114.35	6230	CBA115	115.00	6	0.9997	114.97

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  14:03
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 2
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6008 LSA230      230.00*    6   6240 LGU 230     230.00     6  3C   445.1   350.0   127.2   450.0    98.9    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.1    62.5    96.2    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.3    54.0    96.9    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  14:03
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 2
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:03
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 2 IN MW/MVAR

	FROM	TO LOAD	TO					-NET INTERCHANGE-		
	GENE-	AT AREA	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	930.2	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	23.0	-272.2	-272.2	-272.2
GUATEMAL	227.1	340.6	218.1	0.0	0.0	600.5	256.9	12.0	12.0	
2	1141.9	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	300.8	367.1	-180.9	0.0	0.0	241.1	322.3	33.4	33.4	
3	1239.0	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	392.9	395.2	-20.3	0.0	0.0	468.8	453.9	32.9	32.9	
4	479.2	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.1	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-17.7	181.0	-12.8	0.0	0.0	288.9	180.4	-77.5	-77.5	
5	1520.8	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	31.1	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	261.5	558.4	-226.4	0.0	0.0	554.9	433.0	51.4	51.4	
6	1748.3	1416.9	0.0	0.0	0.0	0.0	119.2	212.2	212.2	212.2
PANAMA	479.2	248.2	-326.5	0.0	0.0	490.7	1116.5	-68.3	-68.3	
7	112.5	48.8	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	59.9	59.9	60.0
ACANAL	25.5	8.6	-15.8	0.0	0.0	0.0	16.9	16.0	16.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7172.0	6903.1	0.0	0.0	0.0	0.0	268.9	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1669.3	2099.1	-564.8	0.0	0.0	2644.9	2779.9	0.0	0.0	

Contingencia 7: Frontera – Progreso



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:36
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 7

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.5	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9992	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.5	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9992	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.5	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9993	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	6.5	12.0	-5.0	1.0100	23.1	0.9603	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	6.5	12.0	-5.0	1.0100	23.1	0.9603	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	0.1	12.0	-5.0	1.0100	25.8	1.0000	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	0.1	12.0	-5.0	1.0100	25.8	1.0000	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	86.1	9.9	50.0	-50.0	1.0100	85.8	0.9935	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	86.1	9.9	50.0	-50.0	1.0100	85.8	0.9935	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	81.8	15.3	30.0	-25.0	1.0100	82.4	0.9831	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	72.8	14.4	30.0	-25.0	1.0100	73.5	0.9811	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9862	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9862	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9862	19.5	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	9.5	29.0	-29.0	1.0100	51.4	0.9832	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	51.0	9.5	29.0	-29.0	1.0100	51.4	0.9832	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	2.2	52.4	-48.9	1.0100	98.6	0.9998	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	5.5	52.4	-48.9	1.0100	98.8	0.9985	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9756	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9756	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9923	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9923	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	2.2	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9965	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	2.2	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9965	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-2.2	14.0	-14.0	1.0100	41.8	0.9986	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-2.2	14.0	-14.0	1.0100	41.8	0.9986	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	2.3	7.8	-7.0	1.0100	12.2	0.9828	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	2.3	7.8	-7.0	1.0100	12.2	0.9828	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-1.7	7.8	-7.0	1.0100	16.0	0.9946	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-1.7	7.8	-7.0	1.0100	16.0	0.9946	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-3.5	8.0	-8.0	1.0100	26.6	0.9913	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-3.5	8.0	-8.0	1.0100	26.6	0.9913	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.2	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.2	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.5	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9967	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.5	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9967	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0085	60.4	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0061	1.6	0.9985	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0061	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9403	5.5	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.5	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9940	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.5	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9940	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9403	5.0	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9779	2.9	0.9122	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9779	2.9	0.9122	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9778	5.4	0.9084	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9987	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9987	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9725	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9725	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.9	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9902	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.9	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9902	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9995	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9995	4.1	64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	0.9996	5.4	0.8851	5.6	64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0228	3.8	0.8675	4.4	64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9959	7.5	64	6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9959	7.5	64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-4.2	8.0	-8.0	1.0100	26.7	0.9877	33.0	64	6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-4.2	8.0	-8.0	1.0100	26.7	0.9877	33.0	64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	-6.1	9.9	-9.9	0.9900	22.4	0.9612	24.9	64	6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-6.1	9.9	-9.9	0.9900	22.4	0.9612	24.9	64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-3.9	12.8	-8.3	0.9900	16.5	0.9703	18.5	64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-3.9	12.8	-8.3	0.9900	16.5	0.9703	18.5	64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-3.8	12.8	-8.3	0.9900	16.4	0.9726	18.5	64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-3.8	12.8	-8.3	0.9900	16.4	0.9726	18.5	64	6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	-3.8	12.8	-8.3	0.9900	16.4	0.9726	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9993	5.0	0.8892	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0213	4.8	0.8622	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0213	4.8	0.8622	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-0.2	2.2	-2.2	1.0100	4.2	0.9994	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-0.2	2.2	-2.2	1.0100	4.2	0.9994	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.0	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9710	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.0	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9710	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9998	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9998	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9998	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.0	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9209	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.0	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9209	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9527	5.8	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9527	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9755	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9755	5.8	63	6

6769	ESTRECHO4.164.2000	G1	4.9	1.3	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9662	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000	G2	4.9	1.3	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9662	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G1	2.8	1.1	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9298	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G2	2.8	1.1	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9298	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G1	3.1	-0.9	1.6	-1.6	1.0000	3.2	0.9573	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G2	3.1	-0.9	1.6	-1.6	1.0000	3.2	0.9573	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800 G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800 G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200 1	0.0	297.3	300.0	-225.0	1.0658	278.9	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600 G1	3.5	1.8	1.8	-1.8	0.9891	4.0	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800 G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9673	4.6	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800 G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9673	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800 G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9964	17.9	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800 G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9964	17.9	0.8892	18.5		64	6
6843	BUR13C	13.800 G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9964	17.9	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600 G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0228	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9732	9.8	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9732	9.8	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9732	2.0	0.9057	2.1		64	6
SUBSYSTEM TOTALS			1748.5	415.9	1138.5	-950.5				2583.4			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:36
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 7

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000 G6	18.0	0.0	8.0	0.0	1.0117	17.8	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000 G3	20.0	7.1	11.0	0.0	1.0100	21.0	0.9421	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800 G4	28.4	8.4	15.0	0.0	1.0100	29.3	0.9585	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800 G5	17.0	0.0	8.0	0.0	1.0103	16.8	1.0000	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000 G1	10.0	0.3	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9997	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000 G2	10.0	0.3	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9995	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000 G3	9.1	0.4	6.0	-6.0	1.0100	9.0	0.9990	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS			112.5	16.5	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:36
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 7

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0209	234.82	6003	PANII230	230.00	6	1.0023	230.53
6008	LSA230	230.00	6	1.0100	232.30	6014	PRO230	230.00	6	1.0136	233.12
6096	FOR230	230.00	6	1.0036	230.84	6100	BAY230	230.00	6	1.0210	234.83
6103	COP23O	230.00	6	1.0055	231.27	6171	PAC230	230.00	6	1.0112	232.57
6178	EST230	230.00	6	1.0014	230.31	6179	GUA230	230.00	6	1.0014	230.32
6260	CHA 230	230.00	6	1.0138	233.16	6263	ESP230	230.00	6	1.0171	233.93
6330	BAI230	230.00	6	1.0145	233.34	6340	CAN 230	230.00	6	1.0069	231.58
6360	GLA230	230.00	6	1.0070	231.61	6363	ZAM230	230.00	6	1.0126	232.89
6366	EVA230	230.00	6	1.0156	233.58	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0041	230.93
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0130	232.99	6430	ANTON230	230.00	6	1.0095	232.19
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0179	234.12	6590	24DIC230	230.00	6	1.0064	231.47
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0165	233.80	6690	DOM230	230.00	6	1.0173	233.98
6691	ALTO230	230.00	6	1.0195	234.49	6695	PANDO230	230.00	6	1.0169	233.89
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0168	233.87	6790	SMA230	230.00	6	1.0109	232.51
6840	BUR230	230.00	6	1.0169	233.90						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9913	227.99	6005	CHO230	230.00	6	0.9781	224.96
6011	MDN230	230.00	6	0.9979	229.51	6105	PAM230	230.00	6	0.9781	224.96
6182	VEL230	230.00	6	0.9950	228.85	6240	LGU 230	230.00	6	0.9877	227.17
6760	SBA230	230.00	6	0.9991	229.79	6860	BBL230	230.00	6	0.9961	229.09

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:36
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 7

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0269	118.10	6004	PANII115	115.00	6	1.0260	117.99
6009	LSA115	115.00	6	1.0258	117.97	6012	MDN115	115.00	6	1.0033	115.38
6015	PRO115	115.00	6	1.0114	116.31	6018	CAC115	115.00	6	1.0267	118.07
6019	CVI115A	115.00	6	1.0218	117.51	6024	CHI115	115.00	6	1.0165	116.89
6027	LOC115A	115.00	6	1.0207	117.38	6032	MAR115A	115.00	6	1.0193	117.22
6036	SMA115	115.00	6	1.0260	117.99	6040	SFR115	115.00	6	1.0184	117.11
6047	CLA115	115.00	6	1.0115	116.32	6055	MOS115B	115.00	6	1.0246	117.83
6057	TOC115	115.00	6	1.0239	117.74	6059	LM1115	115.00	6	1.0199	117.29
6060	LM2115	115.00	6	1.0200	117.30	6066	FFIELD	115.00	6	1.0150	116.72
6074	LMDIST	115.00	6	1.0200	117.30	6087	CAL115	115.00	6	1.0127	116.46
6088	LES115	115.00	6	1.0164	116.89	6092	LVA115	115.00	6	1.0132	116.51
6123	MIR115	115.00	7	1.0365	119.20	6170	CPA115	115.00	6	1.0214	117.46
6173	STR115	115.00	6	1.0218	117.51	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0244	117.81
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0244	117.81	6210	TIN115	115.00	6	1.0233	117.68
6211	PM115-9	115.00	6	1.0240	117.76	6230	CBA115	115.00	6	1.0195	117.25
6261	CHA 115	115.00	6	1.0059	115.68	6270	CAT 115	115.00	6	1.0200	117.30
6280	GIR 115	115.00	6	1.0214	117.46	6290	CATII 11	115.00	6	1.0201	117.32
6331	BAI115	115.00	6	1.0045	115.51	6332	BAM115	115.00	6	1.0094	116.08
6350	PM115-8	115.00	6	1.0233	117.68	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0114	116.31
6580	LBO115	115.00	6	1.0214	117.46						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

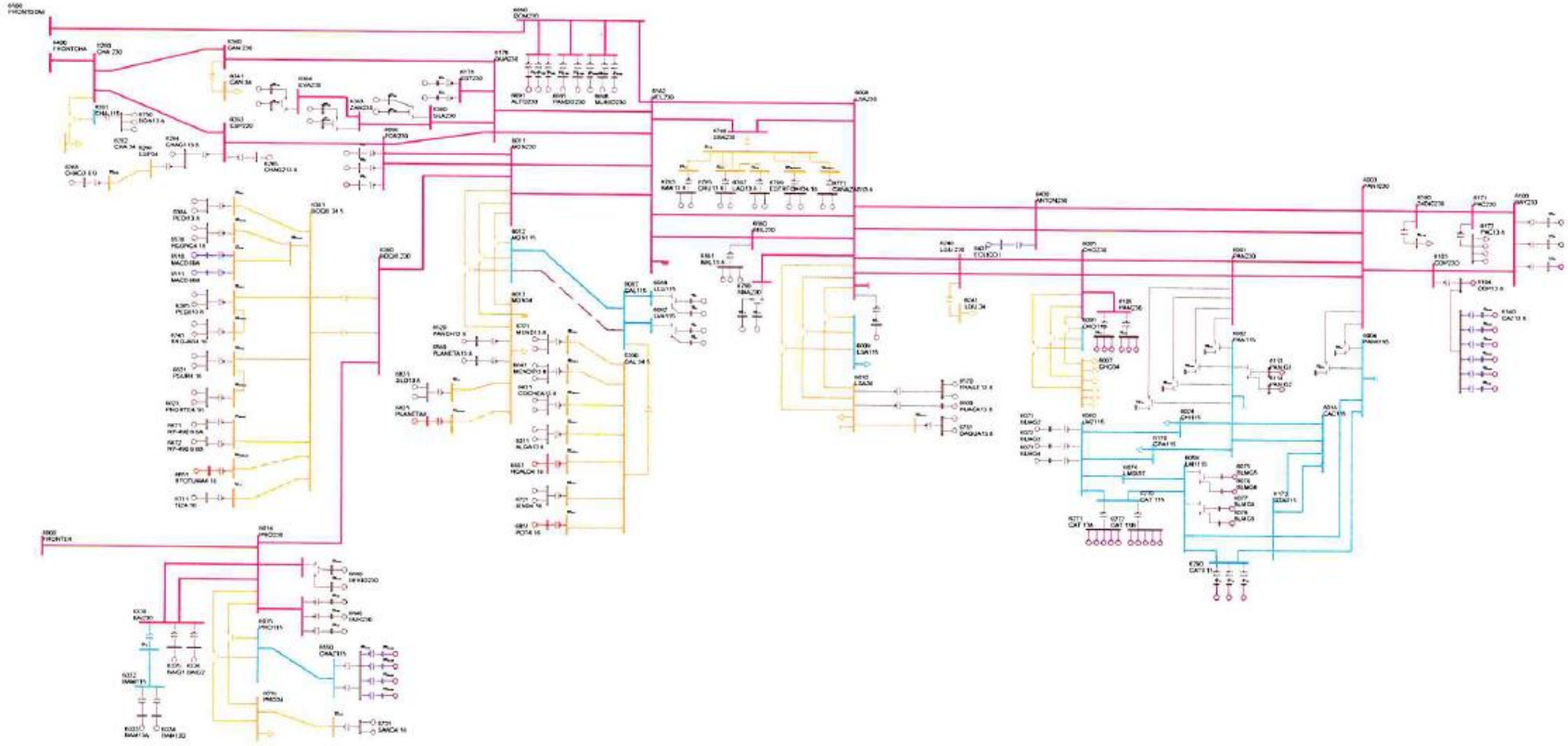
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9639	110.85						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  14:36
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 7
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.0    62.5    96.0    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.2    54.0    96.7    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  14:36
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 7
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:36
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 7 IN MW/MVAR

	FROM	TO LOAD	TO					-NET INTERCHANGE-		
	GENE-	AT AREA	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	930.2	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	23.0	-272.2	-272.2	-272.2
GUATEMAL	227.1	340.6	218.1	0.0	0.0	600.5	256.9	12.0	12.0	
2	1141.9	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	300.8	367.1	-180.9	0.0	0.0	241.1	322.3	33.4	33.4	
3	1239.0	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	392.9	395.2	-20.3	0.0	0.0	468.8	453.9	32.9	32.9	
4	479.2	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.1	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-17.7	181.0	-12.8	0.0	0.0	288.9	180.5	-77.6	-77.6	
5	1520.8	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	32.6	-1.5	-1.5	0.0
COSTA RI	271.4	558.4	-226.3	0.0	0.0	554.9	444.1	50.1	50.1	
6	1748.4	1416.9	0.0	0.0	0.0	0.0	118.0	213.6	213.6	212.2
PANAMA	415.9	248.2	-340.7	0.0	0.0	508.2	1075.4	-58.9	-58.9	
7	112.5	48.8	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	60.1	60.1	60.0
ACANAL	16.5	8.6	-16.0	0.0	0.0	0.0	16.0	8.0	8.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7172.2	6903.1	0.0	0.0	0.0	0.0	269.1	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1606.9	2099.1	-579.0	0.0	0.0	2662.4	2749.1	0.0	0.0	

Contingencia 13: Mata de Nance – Caldera



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 13

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.8	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9989	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.8	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9989	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.7	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9990	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	6.3	12.0	-5.0	1.0100	23.1	0.9630	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	6.3	12.0	-5.0	1.0100	23.1	0.9630	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-0.2	12.0	-5.0	1.0100	25.8	1.0000	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-0.2	12.0	-5.0	1.0100	25.8	1.0000	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	86.1	6.8	50.0	-50.0	1.0100	85.5	0.9969	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	86.1	6.8	50.0	-50.0	1.0100	85.5	0.9969	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	74.6	15.0	30.0	-25.0	1.0100	75.4	0.9804	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	72.8	14.8	30.0	-25.0	1.0100	73.6	0.9799	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9856	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9856	19.5	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9856	19.5	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	9.0	29.0	-29.0	1.0100	51.3	0.9847	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	51.0	9.0	29.0	-29.0	1.0100	51.3	0.9847	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-0.6	52.4	-48.9	1.0100	98.6	1.0000	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	2.7	52.4	-48.9	1.0100	98.7	0.9996	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9759	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9759	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9925	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9925	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9974	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9974	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-4.6	14.0	-14.0	1.0100	42.0	0.9942	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-4.6	14.0	-14.0	1.0100	42.0	0.9942	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	0.6	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9988	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	0.6	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9988	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-3.2	7.8	-7.0	1.0100	16.2	0.9809	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-3.2	7.8	-7.0	1.0100	16.2	0.9809	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-5.0	8.0	-8.0	1.0100	26.8	0.9830	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-5.0	8.0	-8.0	1.0100	26.8	0.9830	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9988	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9988	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0078	60.4	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0072	1.6	0.9985	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0072	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9384	5.5	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9829	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9829	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9384	5.0	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9779	2.9	0.9122	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9779	2.9	0.9122	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9778	5.4	0.9084	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9909	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9909	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9579	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9579	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.0	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9886	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.0	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9886	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.2	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9983	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.2	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9983	4.1	64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.8	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9363	5.6	64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0230	3.8	0.8675	4.4	64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64	6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-6.8	8.0	-8.0	1.0100	27.2	0.9692	33.0	64	6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-6.8	8.0	-8.0	1.0100	27.2	0.9692	33.0	64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	-4.3	9.9	-9.9	0.9900	22.0	0.9799	24.9	64	6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-4.3	9.9	-9.9	0.9900	22.0	0.9799	24.9	64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-2.3	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9900	18.5	64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-2.3	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9900	18.5	64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-2.1	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9914	18.5	64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-2.1	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9914	18.5	64	6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	-2.1	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9914	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.9	2.3	-2.3	1.0000	4.8	0.9194	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0214	4.8	0.8622	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0214	4.8	0.8622	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-0.8	2.2	-2.2	1.0100	4.3	0.9837	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-0.8	2.2	-2.2	1.0100	4.3	0.9837	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9607	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9607	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.6	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9984	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.6	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9984	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.6	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9984	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.0	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9247	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.0	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9247	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9556	5.8	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9556	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9774	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9774	5.8	63	6

6769	ESTRECHO4.164.2000	G1	4.9	1.3	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9685	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000	G2	4.9	1.3	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9685	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G1	2.8	1.1	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9344	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G2	2.8	1.1	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9344	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G1	3.1	-0.9	1.6	-1.6	1.0000	3.2	0.9573	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G2	3.1	-0.9	1.6	-1.6	1.0000	3.2	0.9573	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800 G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800 G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200 1	0.0	291.3	300.0	-225.0	1.0647	273.6	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600 G1	3.5	1.8	1.8	-1.8	0.9871	4.0	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800 G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9653	4.6	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800 G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9653	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800 G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	1.0000	17.8	0.8893	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800 G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	1.0000	17.8	0.8893	18.5		64	6
6843	BUR13C	13.800 G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	1.0000	17.8	0.8893	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600 G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0229	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9759	9.7	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9759	9.7	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9759	2.0	0.9057	2.1		64	6
SUBSYSTEM TOTALS			1741.2	381.7	1138.5	-950.5				2583.4			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 13

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	0.0	8.0	0.0	1.0114	17.8	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	7.2	11.0	0.0	1.0100	21.1	0.9406	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.4	8.6	15.0	0.0	1.0100	29.4	0.9573	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	0.0	8.0	0.0	1.0100	16.8	1.0000	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	0.3	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9996	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.3	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9995	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	9.1	0.4	6.0	-6.0	1.0100	9.0	0.9989	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				112.5	16.8	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 13

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0171	233.93	6003	PANII230	230.00	6	1.0016	230.36
6008	LSA230	230.00	6	1.0100	232.30	6011	MDN230	230.00	6	1.0025	230.57
6014	PRO230	230.00	6	1.0173	233.97	6096	FOR230	230.00	6	1.0070	231.60
6100	BAY230	230.00	6	1.0204	234.69	6103	COP23O	230.00	6	1.0048	231.11
6171	PAC230	230.00	6	1.0105	232.41	6178	EST230	230.00	6	1.0040	230.91
6179	GUA230	230.00	6	1.0040	230.92	6260	CHA 230	230.00	6	1.0188	234.33
6263	ESP230	230.00	6	1.0207	234.77	6330	BAI230	230.00	6	1.0177	234.06
6340	CAN 230	230.00	6	1.0100	232.29	6360	GLA230	230.00	6	1.0093	232.14
6363	ZAM230	230.00	6	1.0147	233.37	6366	EVA230	230.00	6	1.0176	234.04
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0099	232.28	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0191	234.39
6430	ANTON230	230.00	6	1.0089	232.04	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0161	233.70
6590	24DIC230	230.00	6	1.0057	231.31	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0200	234.61
6690	DOM230	230.00	6	1.0158	233.64	6691	ALTO230	230.00	6	1.0182	234.18
6695	PANDO230	230.00	6	1.0160	233.68	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0159	233.66
6760	SBA230	230.00	6	1.0008	230.20	6790	SMA230	230.00	6	1.0109	232.51
6840	BUR230	230.00	6	1.0207	234.75						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9905	227.82	6005	CHO230	230.00	6	0.9772	224.76
6105	PAM230	230.00	6	0.9772	224.76	6182	VEL230	230.00	6	0.9980	229.55
6240	LGU 230	230.00	6	0.9871	227.03	6860	BBL230	230.00	6	0.9989	229.74

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 13

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0262	118.01	6004	PANII115	115.00	6	1.0253	117.91
6009	LSA115	115.00	6	1.0258	117.97	6012	MDN115	115.00	6	1.0021	115.24
6015	PRO115	115.00	6	1.0142	116.64	6018	CAC115	115.00	6	1.0259	117.98
6019	CVI115A	115.00	6	1.0211	117.42	6024	CHI115	115.00	6	1.0158	116.82
6027	LOC115A	115.00	6	1.0199	117.29	6032	MAR115A	115.00	6	1.0185	117.13
6036	SMA115	115.00	6	1.0252	117.90	6040	SFR115	115.00	6	1.0176	117.02
6047	CLA115	115.00	6	1.0108	116.24	6055	MOS115B	115.00	6	1.0239	117.75
6057	TOC115	115.00	6	1.0231	117.66	6059	LM1115	115.00	6	1.0194	117.23
6060	LM2115	115.00	6	1.0195	117.24	6066	FFIELD	115.00	6	1.0144	116.66
6074	LMDIST	115.00	6	1.0195	117.24	6087	CAL115	115.00	6	1.0135	116.56
6088	LES115	115.00	6	1.0172	116.98	6092	LVA115	115.00	6	1.0140	116.61
6123	MIR115	115.00	7	1.0358	119.12	6170	CPA115	115.00	6	1.0208	117.39
6173	STR115	115.00	6	1.0212	117.44	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0237	117.73
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0237	117.73	6210	TIN115	115.00	6	1.0226	117.59
6211	PM115-9	115.00	6	1.0232	117.67	6230	CBA115	115.00	6	1.0188	117.16
6261	CHA 115	115.00	6	1.0095	116.10	6270	CAT 115	115.00	6	1.0195	117.24
6280	GIR 115	115.00	6	1.0208	117.39	6290	CATII 11	115.00	6	1.0196	117.26
6331	BAI115	115.00	6	1.0068	115.79	6332	BAM115	115.00	6	1.0112	116.29
6350	PM115-8	115.00	6	1.0225	117.59	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0142	116.64
6580	LBO115	115.00	6	1.0207	117.37						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

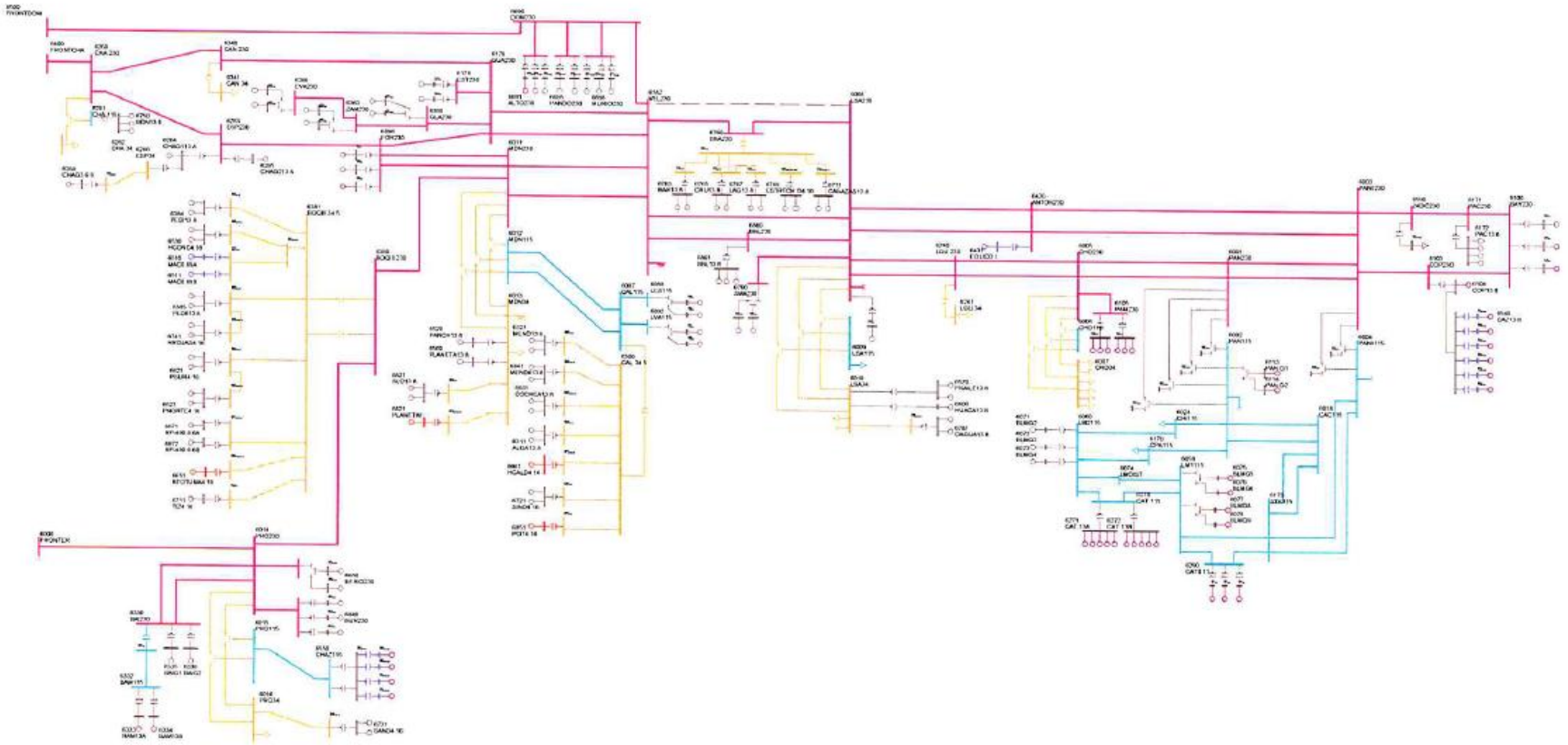
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9630	110.75						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  14:42
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 13
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6012 MDN115      115.00     6   6087 CAL115      115.00*    6  15   153.9    93.0   165.5   175.0    88.0    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.1    62.5    96.1    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.3    54.0    96.8    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  14:42
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 13
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 13 IN MW/MVAR

	FROM	TO LOAD	TO					-NET INTERCHANGE-		
	GENE-	AT AREA	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	930.2	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	23.0	-272.2	-272.2	-272.2
GUATEMAL	227.1	340.6	218.1	0.0	0.0	600.5	256.9	12.0	12.0	
2	1141.9	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	300.8	367.1	-180.9	0.0	0.0	241.1	322.3	33.4	33.4	
3	1239.0	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	392.9	395.2	-20.3	0.0	0.0	468.8	453.9	32.9	32.9	
4	479.2	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.1	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-17.7	181.0	-12.8	0.0	0.0	288.9	180.4	-77.5	-77.5	
5	1520.8	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	31.1	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	260.6	558.4	-226.4	0.0	0.0	555.0	432.9	50.8	50.8	
6	1741.2	1416.9	0.0	0.0	0.0	0.0	112.3	212.1	212.1	212.2
PANAMA	381.7	248.2	-340.1	0.0	0.0	510.0	1043.5	-59.9	-59.9	
7	112.5	48.8	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	60.1	60.1	60.0
ACANAL	16.8	8.6	-16.0	0.0	0.0	0.0	16.0	8.2	8.2	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7165.0	6903.1	0.0	0.0	0.0	0.0	261.9	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1562.3	2099.1	-578.5	0.0	0.0	2664.3	2706.0	0.0	0.0	

Contingencia 21: Llano Sánchez – Veladero



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 21

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	4.8	15.0	0.0	1.0200	37.6	0.9921	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	4.8	15.0	0.0	1.0200	37.6	0.9921	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	4.9	15.0	0.0	1.0200	37.6	0.9918	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	6.5	12.0	-5.0	1.0100	23.1	0.9607	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	6.5	12.0	-5.0	1.0100	23.1	0.9607	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	0.1	12.0	-5.0	1.0100	25.8	1.0000	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	0.1	12.0	-5.0	1.0100	25.8	1.0000	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	86.1	10.2	50.0	-50.0	1.0100	85.9	0.9930	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	86.1	10.2	50.0	-50.0	1.0100	85.9	0.9930	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	81.3	20.6	30.0	-25.0	1.0100	83.0	0.9694	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	81.3	20.6	30.0	-25.0	1.0100	83.0	0.9694	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9778	19.6	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9778	19.6	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9778	19.6	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	9.8	29.0	-29.0	1.0100	51.4	0.9820	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	51.0	9.8	29.0	-29.0	1.0100	51.4	0.9820	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	0.8	52.4	-48.9	1.0100	98.6	1.0000	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	4.1	52.4	-48.9	1.0100	98.7	0.9992	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9756	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9756	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9924	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9924	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	2.0	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9971	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	2.0	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9971	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-3.8	14.0	-14.0	1.0100	41.9	0.9961	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-3.8	14.0	-14.0	1.0100	41.9	0.9961	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	3.5	7.8	-7.0	1.0100	12.4	0.9607	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	3.5	7.8	-7.0	1.0100	12.4	0.9607	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-0.6	7.8	-7.0	1.0100	15.9	0.9993	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-0.6	7.8	-7.0	1.0100	15.9	0.9993	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-2.5	8.0	-8.0	1.0100	26.5	0.9956	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-2.5	8.0	-8.0	1.0100	26.5	0.9956	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.0	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.0	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9982	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9982	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-2.2	10.5	-10.5	1.0000	60.0	0.9993	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0068	1.6	0.9985	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0068	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9405	5.5	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9876	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9876	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9405	5.0	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9686	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9686	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9685	5.5	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.5	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9946	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.5	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9946	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.3	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9636	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.3	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9636	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.9	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9900	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.9	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9900	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9993	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9993	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.2	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9096	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0229	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9962	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9962	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-5.9	8.0	-8.0	1.0100	27.0	0.9764	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-5.9	8.0	-8.0	1.0100	27.0	0.9764	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	-3.0	9.9	-9.9	0.9900	21.7	0.9904	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-3.0	9.9	-9.9	0.9900	21.7	0.9904	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-1.0	12.8	-8.3	0.9900	16.0	0.9982	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-1.0	12.8	-8.3	0.9900	16.0	0.9982	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-0.8	12.8	-8.3	0.9900	16.0	0.9988	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-0.8	12.8	-8.3	0.9900	16.0	0.9988	18.5	64 6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	-0.8	12.8	-8.3	0.9900	16.0	0.9988	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	1.0000	5.0	0.8892	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0213	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0213	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-0.6	2.2	-2.2	1.0100	4.3	0.9914	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-0.6	2.2	-2.2	1.0100	4.3	0.9914	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9646	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9646	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9991	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9991	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9991	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.9	4.0	-4.0	1.0000	8.2	0.8787	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.9	4.0	-4.0	1.0000	8.2	0.8787	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	2.0	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9194	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	2.0	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9194	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9516	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9516	5.8	63 6

6769	ESTRECHO4.164.2000	G1	4.9	1.8	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.9393	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000	G2	4.9	1.8	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.9393	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G1	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9983	3.2	0.8885	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G2	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9983	3.2	0.8885	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9948	3.5	0.8897	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G2	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9948	3.5	0.8897	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800 G1	12.2	3.4	6.2	-6.2	1.0000	12.6	0.9624	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800 G2	12.2	3.4	6.2	-6.2	1.0000	12.6	0.9624	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200 1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0509	285.5	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600 G1	3.5	1.8	1.8	-1.8	0.9893	4.0	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800 G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9675	4.6	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800 G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9675	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800 G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9988	17.8	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800 G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9988	17.8	0.8892	18.5		64	6
6843	BUR13C	13.800 G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9988	17.8	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600 G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0228	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9602	9.9	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9602	9.9	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9602	2.1	0.9057	2.1		64	6
SUBSYSTEM TOTALS			1756.4	493.3	1138.5	-950.5				2583.4			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 21

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	0.6	8.0	0.0	1.0100	17.8	0.9995	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.1	11.0	0.0	1.0100	21.4	0.9263	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.4	9.7	15.0	0.0	1.0100	29.7	0.9462	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	1.3	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9971	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	0.5	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9986	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.5	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9986	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	9.1	0.6	6.0	-6.0	1.0100	9.0	0.9976	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				112.5	21.4	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0158	233.65	6014	PRO230	230.00	6	1.0160	233.68
6096	FOR230	230.00	6	1.0033	230.75	6100	BAY230	230.00	6	1.0140	233.23
6171	PAC230	230.00	6	1.0018	230.42	6260	CHA 230	230.00	6	1.0169	233.89
6263	ESP230	230.00	6	1.0190	234.36	6330	BAI230	230.00	6	1.0166	233.81
6340	CAN 230	230.00	6	1.0063	231.45	6360	GLA230	230.00	6	1.0053	231.22
6363	ZAM230	230.00	6	1.0111	232.55	6366	EVA230	230.00	6	1.0142	233.26
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0074	231.70	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0174	234.00
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0150	233.45	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0188	234.33
6690	DOM230	230.00	6	1.0147	233.38	6691	ALTO230	230.00	6	1.0171	233.94
6695	PANDO230	230.00	6	1.0153	233.52	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0152	233.50
6840	BUR230	230.00	6	1.0194	234.46						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9806	225.54	6003	PANII230	230.00	6	0.9920	228.17
6005	CHO230	230.00	6	0.9657	222.10	6008	LSA230	230.00	6	0.9938	228.58
6011	MDN230	230.00	6	0.9982	229.58	6103	COP23O	230.00	6	0.9958	229.02
6105	PAM230	230.00	6	0.9657	222.10	6178	EST230	230.00	6	0.9995	229.88
6179	GUA230	230.00	6	0.9995	229.88	6182	VEL230	230.00	6	0.9840	226.33
6240	LGU 230	230.00	6	0.9727	223.72	6430	ANTON230	230.00	6	0.9983	229.61
6590	24DIC230	230.00	6	0.9966	229.22	6760	SBA230	230.00	6	0.9809	225.61
6790	SMA230	230.00	6	0.9953	228.93	6860	BBL230	230.00	6	0.9827	226.02

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0163	116.88	6004	PANII115	115.00	6	1.0157	116.81
6009	LSA115	115.00	6	1.0111	116.28	6012	MDN115	115.00	6	1.0035	115.41
6015	PRO115	115.00	6	1.0133	116.53	6018	CAC115	115.00	6	1.0161	116.85
6019	CVI115A	115.00	6	1.0113	116.29	6024	CHI115	115.00	6	1.0072	115.82
6027	LOC115A	115.00	6	1.0099	116.14	6032	MAR115A	115.00	6	1.0085	115.97
6036	SMA115	115.00	6	1.0153	116.76	6040	SFR115	115.00	6	1.0075	115.87
6047	CLA115	115.00	6	1.0021	115.24	6055	MOS115B	115.00	6	1.0140	116.60
6057	TOC115	115.00	6	1.0135	116.56	6059	LM1115	115.00	6	1.0128	116.47
6060	LM2115	115.00	6	1.0129	116.48	6066	FFIELD	115.00	6	1.0078	115.89
6074	LMDIST	115.00	6	1.0128	116.47	6087	CAL115	115.00	6	1.0128	116.47
6088	LES115	115.00	6	1.0166	116.90	6092	LVA115	115.00	6	1.0133	116.53
6123	MIR115	115.00	7	1.0274	118.15	6170	CPA115	115.00	6	1.0132	116.52
6173	STR115	115.00	6	1.0140	116.61	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0154	116.77
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0154	116.77	6210	TIN115	115.00	6	1.0126	116.45
6211	PM115-9	115.00	6	1.0133	116.53	6230	CBA115	115.00	6	1.0087	116.00
6261	CHA 115	115.00	6	1.0082	115.94	6270	CAT 115	115.00	6	1.0128	116.48
6280	GIR 115	115.00	6	1.0132	116.52	6290	CATII 11	115.00	6	1.0129	116.48
6331	BAI115	115.00	6	1.0060	115.69	6332	BAM115	115.00	6	1.0106	116.22
6350	PM115-8	115.00	6	1.0126	116.45	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0133	116.53
6580	LBO115	115.00	6	1.0108	116.25						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

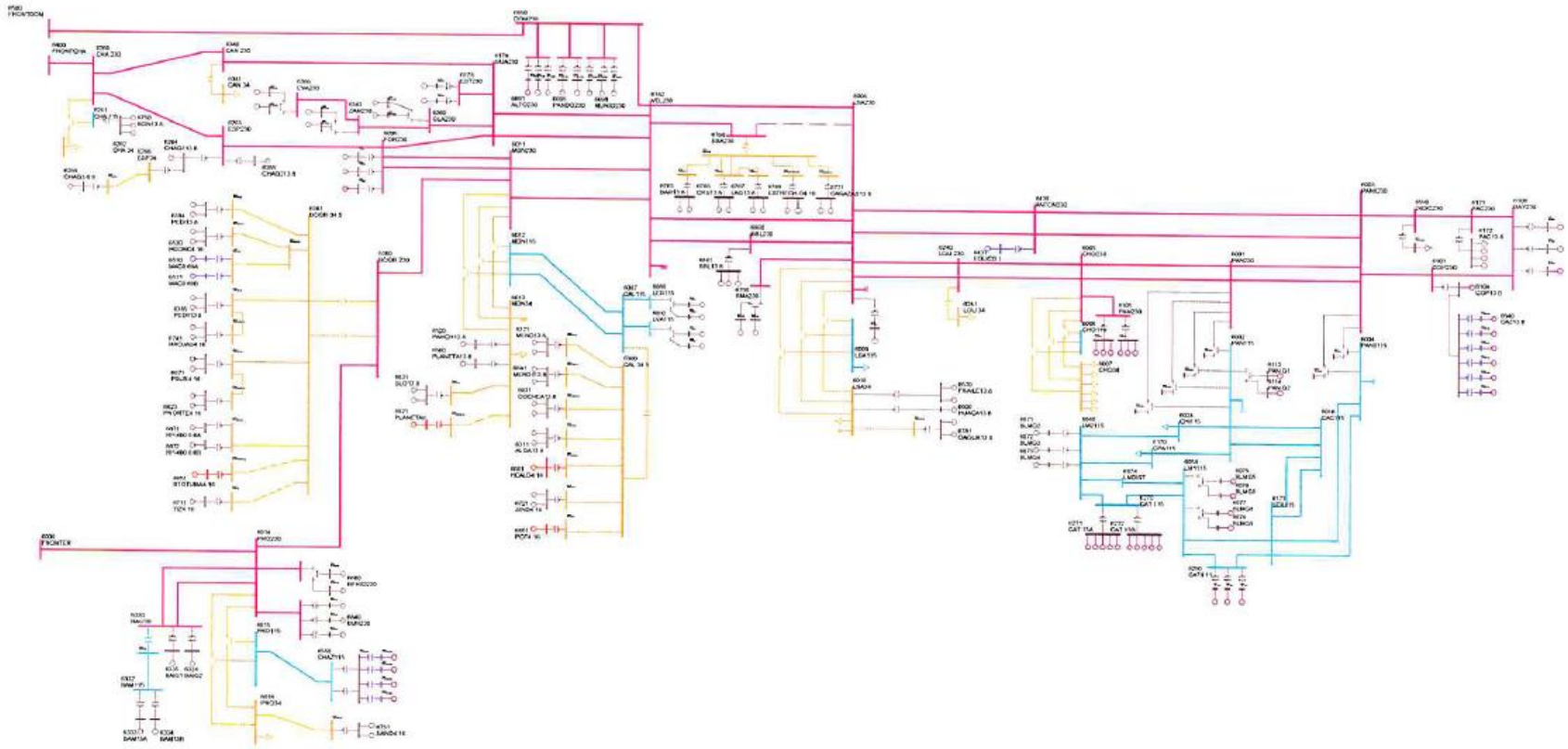
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9511	109.38						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  14:47
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 21
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6008 LSA230      230.00     6   6760 SBA230      230.00*    6  4A   343.8   314.0   109.5   450.0    76.4    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.0    62.5    96.0    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.2    54.0    96.7    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  14:47
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 21
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 21 IN MW/MVAR

	FROM GENE-	TO LOAD AT AREA	TO BUS	TO GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	930.2	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	23.0	-272.2	-272.2	-272.2
GUATEMAL	227.1	340.6	218.1	0.0	0.0	600.5	256.9	12.0	12.0	
2	1141.9	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	300.8	367.1	-180.9	0.0	0.0	241.1	322.3	33.4	33.4	
3	1239.0	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	392.9	395.2	-20.3	0.0	0.0	468.8	453.9	33.0	33.0	
4	479.2	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.1	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-17.7	181.0	-12.8	0.0	0.0	288.8	180.4	-77.5	-77.5	
5	1520.8	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	31.2	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	263.6	558.4	-226.4	0.0	0.0	554.7	433.2	53.1	53.1	
6	1756.4	1416.9	0.0	0.0	0.0	0.0	127.3	212.2	212.2	212.2
PANAMA	493.3	248.2	-333.3	0.0	0.0	481.6	1126.4	-66.4	-66.4	
7	112.5	48.8	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	60.0	60.0	60.0
ACANAL	21.4	8.6	-15.9	0.0	0.0	0.0	16.4	12.3	12.3	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7180.1	6903.1	0.0	0.0	0.0	0.0	277.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1681.5	2099.1	-571.6	0.0	0.0	2635.5	2789.6	0.0	0.0	

Contingencia 22: Llano Sánchez – San Bartolo



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:52
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 22

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	5.1	15.0	0.0	1.0200	37.6	0.9910	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	5.1	15.0	0.0	1.0200	37.6	0.9910	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	5.3	15.0	0.0	1.0200	37.6	0.9906	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	6.5	12.0	-5.0	1.0100	23.1	0.9603	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	6.5	12.0	-5.0	1.0100	23.1	0.9603	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	0.1	12.0	-5.0	1.0100	25.8	1.0000	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	0.1	12.0	-5.0	1.0100	25.8	1.0000	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	86.1	10.4	50.0	-50.0	1.0100	85.9	0.9927	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	86.1	10.4	50.0	-50.0	1.0100	85.9	0.9927	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	82.4	21.2	30.0	-25.0	1.0100	84.2	0.9684	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	82.4	21.2	30.0	-25.0	1.0100	84.2	0.9684	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9769	19.6	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9769	19.6	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9769	19.6	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	9.8	29.0	-29.0	1.0100	51.4	0.9819	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	51.0	9.8	29.0	-29.0	1.0100	51.4	0.9819	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	0.8	52.4	-48.9	1.0100	98.6	1.0000	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	4.2	52.4	-48.9	1.0100	98.7	0.9991	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9756	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9756	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9923	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9923	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	2.0	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9971	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	2.0	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9971	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-3.7	14.0	-14.0	1.0100	41.9	0.9962	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-3.7	14.0	-14.0	1.0100	41.9	0.9962	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	3.7	7.8	-7.0	1.0100	12.5	0.9571	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	3.7	7.8	-7.0	1.0100	12.5	0.9571	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-0.4	7.8	-7.0	1.0100	15.9	0.9996	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-0.4	7.8	-7.0	1.0100	15.9	0.9996	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-2.4	8.0	-8.0	1.0100	26.4	0.9961	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-2.4	8.0	-8.0	1.0100	26.4	0.9961	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.0	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.0	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9981	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9981	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	0.3	10.5	-10.5	1.0000	60.0	1.0000	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0068	1.6	0.9985	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0068	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9403	5.5	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9880	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9880	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9403	5.0	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9664	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9664	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9664	5.5	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.5	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9948	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.5	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9948	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.3	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9640	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.3	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9640	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.9	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9902	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.9	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9902	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9995	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9995	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.2	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9072	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0228	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9962	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9962	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-5.8	8.0	-8.0	1.0100	27.0	0.9769	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-5.8	8.0	-8.0	1.0100	27.0	0.9769	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	-2.9	9.9	-9.9	0.9900	21.7	0.9909	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-2.9	9.9	-9.9	0.9900	21.7	0.9909	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-0.9	12.8	-8.3	0.9900	16.0	0.9984	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-0.9	12.8	-8.3	0.9900	16.0	0.9984	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-0.7	12.8	-8.3	0.9900	16.0	0.9990	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-0.7	12.8	-8.3	0.9900	16.0	0.9990	18.5	64 6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	-0.7	12.8	-8.3	0.9900	16.0	0.9990	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	1.0000	5.0	0.8892	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0213	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0213	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-0.5	2.2	-2.2	1.0100	4.3	0.9918	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-0.5	2.2	-2.2	1.0100	4.3	0.9918	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9649	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9649	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9991	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9991	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9991	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.5	4.0	-4.0	1.0000	8.0	0.9013	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.5	4.0	-4.0	1.0000	8.0	0.9013	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.7	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9376	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.7	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9376	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9649	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9649	5.8	63 6

6769	ESTRECHO4.164.2000	G1	4.9	1.6	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9541	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000	G2	4.9	1.6	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9541	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G1	2.8	1.3	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9049	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G2	2.8	1.3	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9049	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9926	3.5	0.8897	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G2	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9926	3.5	0.8897	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800 G1	12.2	4.9	6.2	-6.2	1.0000	13.1	0.9266	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800 G2	12.2	4.9	6.2	-6.2	1.0000	13.1	0.9266	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200 1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0488	286.0	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600 G1	3.5	1.8	1.8	-1.8	0.9891	4.0	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800 G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9673	4.6	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800 G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9673	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800 G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9987	17.8	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800 G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9987	17.8	0.8892	18.5		64	6
6843	BUR13C	13.800 G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9987	17.8	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600 G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0228	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9592	9.9	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9592	9.9	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9592	2.1	0.9057	2.1		64	6
SUBSYSTEM TOTALS			1758.6	501.3	1138.5	-950.5				2583.4			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:52
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 22

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	0.7	8.0	0.0	1.0100	17.8	0.9993	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.2	11.0	0.0	1.0100	21.4	0.9248	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.4	9.8	15.0	0.0	1.0100	29.8	0.9450	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	1.4	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9965	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	0.6	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9984	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.5	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9985	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	9.1	0.7	6.0	-6.0	1.0100	9.0	0.9974	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				112.5	21.9	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:52
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 22

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0158	233.63	6014	PRO230	230.00	6	1.0159	233.66
6096	FOR230	230.00	6	1.0030	230.70	6100	BAY230	230.00	6	1.0134	233.07
6171	PAC230	230.00	6	1.0009	230.21	6260	CHA 230	230.00	6	1.0168	233.86
6263	ESP230	230.00	6	1.0189	234.34	6330	BAI230	230.00	6	1.0165	233.80
6340	CAN 230	230.00	6	1.0061	231.40	6360	GLA230	230.00	6	1.0051	231.17
6363	ZAM230	230.00	6	1.0109	232.50	6366	EVA230	230.00	6	1.0140	233.21
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0072	231.66	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0173	233.97
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0149	233.43	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0187	234.31
6690	DOM230	230.00	6	1.0146	233.37	6691	ALTO230	230.00	6	1.0171	233.93
6695	PANDO230	230.00	6	1.0153	233.51	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0152	233.49
6840	BUR230	230.00	6	1.0193	234.44						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9795	225.29	6003	PANII230	230.00	6	0.9910	227.93
6005	CHO230	230.00	6	0.9643	221.79	6008	LSA230	230.00	6	0.9916	228.07
6011	MDN230	230.00	6	0.9979	229.51	6103	COP23O	230.00	6	0.9948	228.80
6105	PAM230	230.00	6	0.9643	221.79	6178	EST230	230.00	6	0.9992	229.82
6179	GUA230	230.00	6	0.9992	229.82	6182	VEL230	230.00	6	0.9833	226.16
6240	LGU 230	230.00	6	0.9708	223.29	6430	ANTON230	230.00	6	0.9975	229.41
6590	24DIC230	230.00	6	0.9956	228.99	6760	SBA230	230.00	6	0.9902	227.75
6790	SMA230	230.00	6	0.9932	228.44	6860	BBL230	230.00	6	0.9816	225.77

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:52
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 22

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0153	116.75	6004	PANII115	115.00	6	1.0147	116.69
6009	LSA115	115.00	6	1.0089	116.02	6012	MDN115	115.00	6	1.0033	115.38
6015	PRO115	115.00	6	1.0132	116.52	6018	CAC115	115.00	6	1.0151	116.73
6019	CVI115A	115.00	6	1.0102	116.17	6024	CHI115	115.00	6	1.0062	115.71
6027	LOC115A	115.00	6	1.0088	116.01	6032	MAR115A	115.00	6	1.0074	115.85
6036	SMA115	115.00	6	1.0143	116.64	6040	SFR115	115.00	6	1.0064	115.74
6047	CLA115	115.00	6	1.0011	115.13	6055	MOS115B	115.00	6	1.0129	116.48
6057	TOC115	115.00	6	1.0125	116.44	6059	LM1115	115.00	6	1.0120	116.38
6060	LM2115	115.00	6	1.0122	116.40	6066	FFIELD	115.00	6	1.0070	115.81
6074	LMDIST	115.00	6	1.0121	116.39	6087	CAL115	115.00	6	1.0127	116.46
6088	LES115	115.00	6	1.0164	116.89	6092	LVA115	115.00	6	1.0132	116.51
6123	MIR115	115.00	7	1.0265	118.04	6170	CPA115	115.00	6	1.0124	116.43
6173	STR115	115.00	6	1.0132	116.51	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0144	116.66
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0144	116.66	6210	TIN115	115.00	6	1.0115	116.33
6211	PM115-9	115.00	6	1.0122	116.40	6230	CBA115	115.00	6	1.0076	115.88
6261	CHA 115	115.00	6	1.0081	115.93	6270	CAT 115	115.00	6	1.0121	116.39
6280	GIR 115	115.00	6	1.0124	116.43	6290	CATII 11	115.00	6	1.0122	116.40
6331	BAI115	115.00	6	1.0060	115.69	6332	BAM115	115.00	6	1.0106	116.22
6350	PM115-8	115.00	6	1.0115	116.32	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0132	116.52
6580	LBO115	115.00	6	1.0098	116.12						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

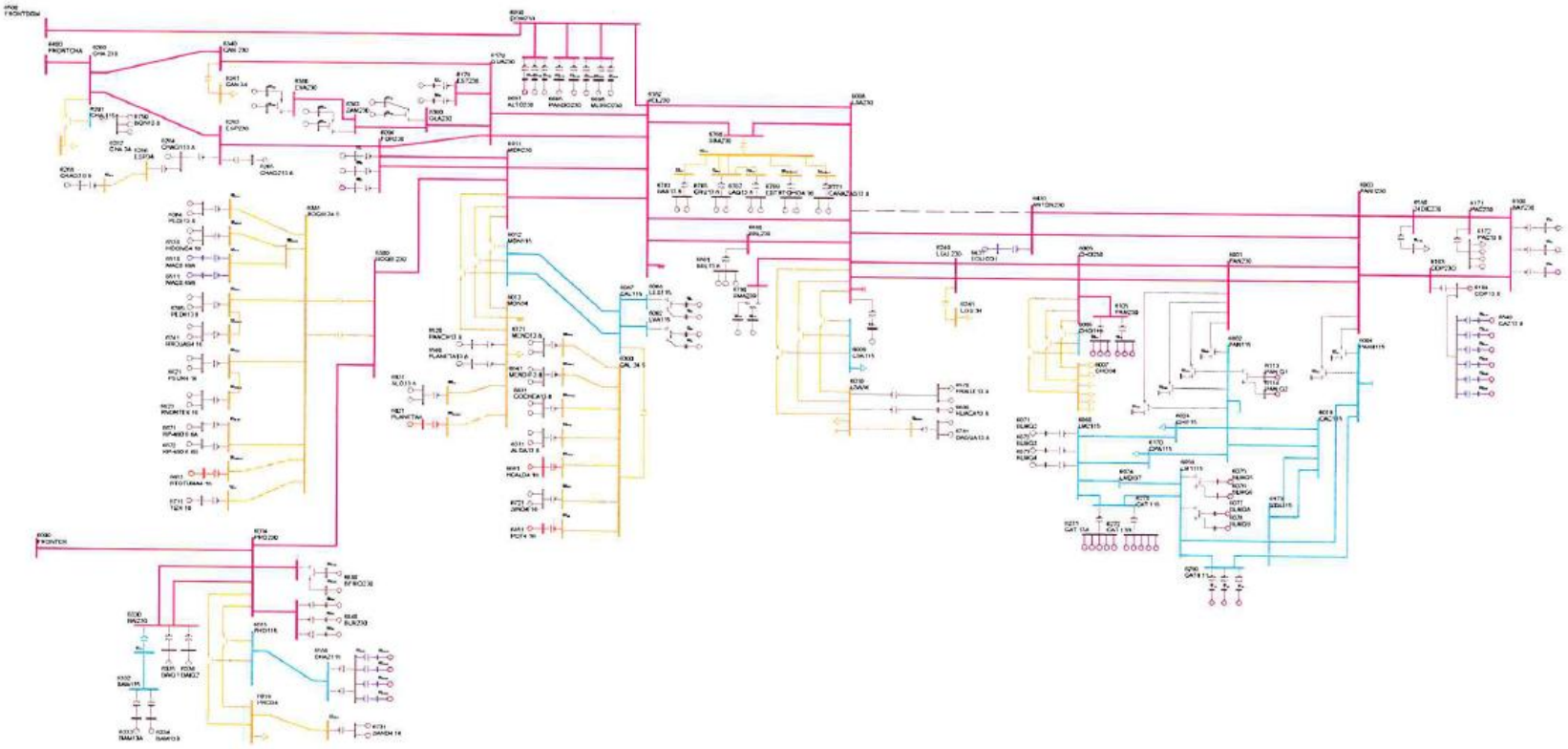
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9498	109.22						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  14:52
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 22
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6008 LSA230      230.00     6   6182 VEL230      230.00*    6  15   333.1   314.0   106.1   450.0    74.0    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.0    62.5    96.0    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.2    54.0    96.7    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  14:52
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 22
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:52
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 22 IN MW/MVAR

	FROM	TO LOAD	TO					-NET INTERCHANGE-		
	GENE-	AT AREA	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	930.2	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	23.0	-272.2	-272.2	-272.2
GUATEMAL	227.1	340.6	218.1	0.0	0.0	600.5	256.9	12.0	12.0	
2	1141.9	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	300.8	367.1	-180.9	0.0	0.0	241.1	322.3	33.4	33.4	
3	1239.0	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	392.9	395.2	-20.3	0.0	0.0	468.8	453.9	33.0	33.0	
4	479.2	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.1	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-17.6	181.0	-12.8	0.0	0.0	288.8	180.4	-77.5	-77.5	
5	1520.8	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	31.2	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	263.8	558.4	-226.4	0.0	0.0	554.7	433.3	53.3	53.3	
6	1758.6	1416.9	0.0	0.0	0.0	0.0	129.5	212.2	212.2	212.2
PANAMA	501.3	248.2	-332.6	0.0	0.0	487.9	1140.5	-67.0	-67.0	
7	112.5	48.8	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	60.0	60.0	60.0
ACANAL	21.9	8.6	-15.9	0.0	0.0	0.0	16.5	12.8	12.8	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7182.3	6903.1	0.0	0.0	0.0	0.0	279.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1690.2	2099.1	-570.8	0.0	0.0	2641.8	2803.8	0.0	0.0	

Contingencia 23: Llano Sánchez – Antón



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:56
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 23

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	6.0	15.0	0.0	1.0200	37.7	0.9876	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	6.0	15.0	0.0	1.0200	37.7	0.9876	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	6.2	15.0	0.0	1.0200	37.7	0.9870	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	6.0	12.0	-5.0	1.0100	23.0	0.9657	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	6.0	12.0	-5.0	1.0100	23.0	0.9657	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-0.4	12.0	-5.0	1.0100	25.8	0.9999	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-0.4	12.0	-5.0	1.0100	25.8	0.9999	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	86.1	7.5	50.0	-50.0	1.0100	85.6	0.9962	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	86.1	7.5	50.0	-50.0	1.0100	85.6	0.9962	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	81.4	22.5	30.0	-25.0	1.0100	83.6	0.9639	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	72.8	21.6	30.0	-25.0	1.0100	75.2	0.9585	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9750	19.7	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9750	19.7	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9750	19.7	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	9.2	29.0	-29.0	1.0100	51.3	0.9840	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	51.0	9.2	29.0	-29.0	1.0100	51.3	0.9840	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-0.3	52.4	-48.9	1.0100	98.6	1.0000	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	3.0	52.4	-48.9	1.0100	98.7	0.9995	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	1.0067	10.4	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9762	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9762	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9926	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9926	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9974	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0100	26.4	0.9974	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-4.4	14.0	-14.0	1.0100	41.9	0.9945	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-4.4	14.0	-14.0	1.0100	41.9	0.9945	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	1.4	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9932	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	1.4	7.8	-7.0	1.0100	12.0	0.9932	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-2.4	7.8	-7.0	1.0100	16.1	0.9886	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-2.4	7.8	-7.0	1.0100	16.1	0.9886	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-4.3	8.0	-8.0	1.0100	26.7	0.9874	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-4.3	8.0	-8.0	1.0100	26.7	0.9874	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9988	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9988	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	2.7	10.5	-10.5	1.0000	60.1	0.9990	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0072	1.6	0.9985	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0072	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9431	5.5	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9836	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9836	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9431	5.0	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9739	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9739	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9738	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9914	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9914	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9586	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9586	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9866	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9866	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9964	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9964	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.8	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9332	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0231	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-6.6	8.0	-8.0	1.0100	27.1	0.9703	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-6.6	8.0	-8.0	1.0100	27.1	0.9703	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	-3.9	9.9	-9.9	0.9900	21.9	0.9836	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-3.9	9.9	-9.9	0.9900	21.9	0.9836	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-1.8	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9932	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-1.8	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9932	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-1.7	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9944	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-1.7	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9944	18.5	64 6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	-1.7	12.8	-8.3	0.9900	16.1	0.9944	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.9	2.3	-2.3	1.0000	4.8	0.9157	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0216	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0216	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-0.7	2.2	-2.2	1.0100	4.3	0.9850	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-0.7	2.2	-2.2	1.0100	4.3	0.9850	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9611	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9611	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.5	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9986	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.5	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9986	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.5	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9986	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.3	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9105	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.3	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9105	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9448	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9448	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9700	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9700	5.8	63 6

6769	ESTRECHO4.164.2000	G1	4.9	1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9599	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000	G2	4.9	1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9599	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G1	2.8	1.2	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9167	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G2	2.8	1.2	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9167	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G1	3.1	1.5	1.6	-1.6	1.0000	3.4	0.9041	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G2	3.1	1.5	1.6	-1.6	1.0000	3.4	0.9041	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800 G1	12.2	-0.5	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9991	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800 G2	12.2	-0.5	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9991	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200 1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0564	284.0	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600 G1	3.5	1.8	1.8	-1.8	0.9920	4.0	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800 G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9701	4.6	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800 G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9701	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800 G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9998	17.8	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800 G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9998	17.8	0.8892	18.5		64	6
6843	BUR13C	13.800 G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9998	17.8	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600 G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0231	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9709	9.8	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9709	9.8	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800 G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9709	2.0	0.9057	2.1		64	6
SUBSYSTEM TOTALS			1748.0	458.6	1138.5	-950.5				2583.4			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:56
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 23

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	1.0	8.0	0.0	1.0100	17.8	0.9986	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.5	11.0	0.0	1.0100	21.5	0.9207	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.4	10.1	15.0	0.0	1.0100	29.9	0.9417	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	1.8	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9946	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	0.6	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9980	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.6	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9982	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	9.1	0.7	6.0	-6.0	1.0100	9.0	0.9970	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				112.5	23.3	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:56
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 23

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0169	233.88	6011	MDN230	230.00	6	1.0020	230.45
6014	PRO230	230.00	6	1.0171	233.93	6096	FOR230	230.00	6	1.0062	231.43
6100	BAY230	230.00	6	1.0116	232.67	6178	EST230	230.00	6	1.0027	230.62
6179	GUA230	230.00	6	1.0027	230.62	6260	CHA 230	230.00	6	1.0183	234.22
6263	ESP230	230.00	6	1.0203	234.67	6330	BAI230	230.00	6	1.0175	234.02
6340	CAN 230	230.00	6	1.0089	232.06	6360	GLA230	230.00	6	1.0082	231.88
6363	ZAM230	230.00	6	1.0136	233.13	6366	EVA230	230.00	6	1.0166	233.81
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0096	232.21	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0187	234.29
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0158	233.63	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0199	234.57
6690	DOM230	230.00	6	1.0155	233.56	6691	ALTO230	230.00	6	1.0178	234.10
6695	PANDO230	230.00	6	1.0158	233.63	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0157	233.61
6790	SMA230	230.00	6	1.0009	230.20	6840	BUR230	230.00	6	1.0205	234.71

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9765	224.60	6003	PANII230	230.00	6	0.9886	227.38
6005	CHO230	230.00	6	0.9598	220.75	6008	LSA230	230.00	6	0.9996	229.90
6103	COP23O	230.00	6	0.9925	228.28	6105	PAM230	230.00	6	0.9598	220.75
6171	PAC230	230.00	6	0.9987	229.71	6182	VEL230	230.00	6	0.9933	228.46
6240	LGU 230	230.00	6	0.9701	223.12	6430	ANTON230	230.00	6	0.9967	229.23
6590	24DIC230	230.00	6	0.9933	228.47	6760	SBA230	230.00	6	0.9943	228.69
6860	BBL230	230.00	6	0.9936	228.53						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:56
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 23

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0123	116.42	6004	PANII115	115.00	6	1.0121	116.39
6009	LSA115	115.00	6	1.0170	116.96	6012	MDN115	115.00	6	1.0064	115.73
6015	PRO115	115.00	6	1.0141	116.62	6018	CAC115	115.00	6	1.0121	116.40
6019	CVI115A	115.00	6	1.0075	115.86	6024	CHI115	115.00	6	1.0037	115.42
6027	LOC115A	115.00	6	1.0058	115.67	6032	MAR115A	115.00	6	1.0044	115.50
6036	SMA115	115.00	6	1.0113	116.30	6040	SFR115	115.00	6	1.0035	115.40
6055	MOS115B	115.00	6	1.0099	116.14	6057	TOC115	115.00	6	1.0099	116.14
6059	LM1115	115.00	6	1.0101	116.16	6060	LM2115	115.00	6	1.0102	116.18
6066	FFIELD	115.00	6	1.0051	115.59	6074	LMDIST	115.00	6	1.0102	116.17
6087	CAL115	115.00	6	1.0145	116.66	6088	LES115	115.00	6	1.0180	117.07
6092	LVA115	115.00	6	1.0149	116.71	6123	MIR115	115.00	7	1.0240	117.76
6170	CPA115	115.00	6	1.0102	116.17	6173	STR115	115.00	6	1.0110	116.27
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0119	116.37	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0119	116.37
6210	TIN115	115.00	6	1.0086	115.99	6211	PM115-9	115.00	6	1.0093	116.06
6230	CBA115	115.00	6	1.0047	115.54	6261	CHA 115	115.00	6	1.0092	116.05
6270	CAT 115	115.00	6	1.0102	116.17	6280	GIR 115	115.00	6	1.0102	116.17
6290	CATII 11	115.00	6	1.0102	116.17	6331	BAI115	115.00	6	1.0067	115.77
6332	BAM115	115.00	6	1.0112	116.28	6350	PM115-8	115.00	6	1.0086	115.99
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0141	116.62	6580	LBO115	115.00	6	1.0070	115.81

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

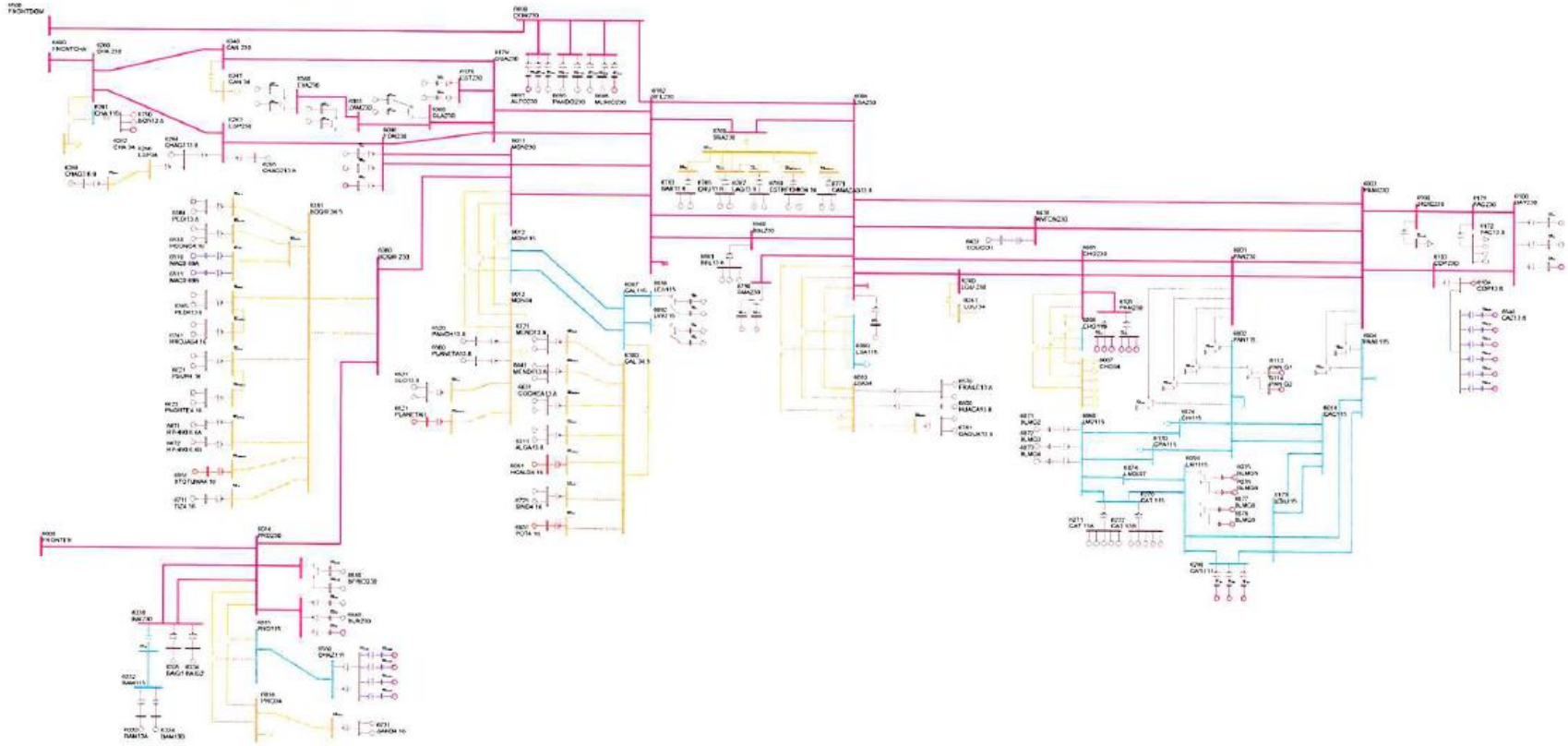
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9451	108.68	6047	CLA115	115.00	6	0.9986	114.84

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  14:56
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 23
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.1    62.5    96.2    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.3    54.0    96.9    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  14:56
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 23
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 14:56
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 23 IN MW/MVAR

	FROM	TO LOAD	TO					-NET INTERCHANGE-		
	GENE-	AT AREA	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	930.2	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	23.0	-272.2	-272.2	-272.2
GUATEMAL	227.1	340.6	218.1	0.0	0.0	600.5	256.9	12.0	12.0	
2	1141.9	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	300.8	367.1	-180.9	0.0	0.0	241.1	322.3	33.4	33.4	
3	1239.0	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	392.9	395.2	-20.3	0.0	0.0	468.8	453.9	32.9	32.9	
4	479.2	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.1	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-17.7	181.0	-12.8	0.0	0.0	288.9	180.4	-77.5	-77.5	
5	1520.8	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	31.1	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	261.4	558.4	-226.4	0.0	0.0	554.9	433.0	51.4	51.4	
6	1748.0	1416.9	0.0	0.0	0.0	0.0	119.0	212.2	212.2	212.2
PANAMA	458.6	248.2	-330.0	0.0	0.0	478.2	1084.9	-66.3	-66.3	
7	112.5	48.8	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	60.0	60.0	60.0
ACANAL	23.3	8.6	-15.9	0.0	0.0	0.0	16.6	14.0	14.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7171.7	6903.1	0.0	0.0	0.0	0.0	268.6	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1646.4	2099.1	-568.3	0.0	0.0	2632.4	2748.0	0.0	0.0	

Demanda Máxima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:25
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2015
AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	3.6	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9956	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	3.6	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9956	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	3.6	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9955	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	19.1	2.0	12.0	-5.0	1.0000	19.2	0.9947	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	19.1	2.0	12.0	-5.0	1.0000	19.2	0.9947	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	23.3	-4.8	12.0	-5.0	1.0000	23.8	0.9798	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	23.3	-4.8	12.0	-5.0	1.0000	23.8	0.9798	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	62.5	-1.8	50.0	-50.0	1.0100	61.9	0.9996	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	62.5	-1.8	50.0	-50.0	1.0100	61.9	0.9996	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	54.3	8.4	30.0	-25.0	1.0100	54.3	0.9883	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	54.2	8.4	30.0	-25.0	1.0100	54.3	0.9883	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9940	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9940	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9940	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	6.1	29.0	-29.0	1.0000	51.4	0.9930	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	51.0	6.1	29.0	-29.0	1.0000	51.4	0.9930	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	89.1	-2.5	52.4	-48.9	1.0000	89.2	0.9996	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	89.1	-5.8	52.4	-48.9	1.0000	89.3	0.9979	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	-1.9	4.9	-4.1	0.9850	8.6	0.9755	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0200	8.2	0.9958	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0200	8.2	0.9958	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0200	8.2	0.9958	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0200	8.2	0.9958	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0200	8.2	0.9958	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0200	8.2	0.9958	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0200	8.2	0.9958	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0200	8.2	0.9958	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0200	8.2	0.9958	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.8	5.6	-5.6	1.0200	8.2	0.9958	10.9			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G1	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0100	3.6	0.9976	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G2	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0100	3.6	0.9976	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G3	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0100	3.6	0.9976	4.8			62	6
6281	GIR 13A	13.800	G4	3.7	-0.3	2.0	-2.0	1.0100	3.6	0.9976	4.8			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G5	8.3	-0.5	2.5	-2.5	1.0100	8.2	0.9978	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G6	8.3	-0.5	2.5	-2.5	1.0100	8.2	0.9978	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G7	8.3	-0.5	2.5	-2.5	1.0100	8.2	0.9978	10.9			62	6
6282	GIR 13B	13.800	G8	8.3	-0.5	2.5	-2.5	1.0100	8.2	0.9978	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	0.9	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9776	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	0.9	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9776	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9933	9.0	0.8865	10.4			64	6

6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9933	9.0	0.8865	10.4	64 6
6333	BAM13A	13.800	G1	23.8	0.5	10.0	-10.0	1.0000	23.8	0.9998	30.0	64 6
6334	BAM13B	13.800	G2	23.8	0.5	10.0	-10.0	1.0000	23.8	0.9998	30.0	64 6
6335	BAIG1	13.800	G1	37.7	-11.3	14.0	-14.0	1.0000	39.3	0.9581	49.0	64 6
6336	BAIG2	13.800	G2	37.7	-11.3	14.0	-14.0	1.0000	39.3	0.9581	49.0	64 6
6361	GLA13A	13.800	G1	10.8	2.6	7.8	-7.0	1.0200	10.9	0.9725	14.1	64 6
6362	GLA13B	13.800	G2	10.8	2.6	7.8	-7.0	1.0200	10.9	0.9725	14.1	64 6
6364	LOR13A	13.800	G1	14.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0108	15.8	0.8989	25.0	64 6
6365	LOR13B	13.800	G2	14.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0108	15.8	0.8989	25.0	64 6
6367	PRU13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0114	24.8	0.9479	33.0	64 6
6368	PRU13B	13.800	G2	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0114	24.8	0.9479	33.0	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	8.5	-0.4	4.9	-4.9	1.0000	8.5	0.9989	12.5	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	8.5	-0.4	4.9	-4.9	1.0000	8.5	0.9989	12.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.5	0.1	3.2	-3.6	1.0000	5.5	0.9999	7.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	5.5	0.1	3.2	-3.6	1.0000	5.5	0.9999	7.5	64 6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	120.0	-21.0	21.0	-21.0	1.0117	120.4	0.9850	152.3	63 6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0074	1.4	0.9981	2.1	64 6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0074	1.4	0.9981	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9723	4.8	0.9048	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.3	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9654	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.3	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9654	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9723	4.4	0.8862	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9858	2.6	0.8937	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9858	2.6	0.8937	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.3	2.2	2.2	-2.2	0.9857	4.9	0.8892	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.3	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9753	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.2	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9753	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.3	-1.5	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9395	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.2	-1.5	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9395	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.4	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9767	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.4	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9767	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.7	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9805	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.7	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9805	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.3	0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9905	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0238	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.1	0.4	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9977	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.1	0.4	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9977	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0085	24.9	0.9479	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0085	24.9	0.9479	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	19.1	8.9	9.9	-9.9	1.0100	20.8	0.9056	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	19.1	-4.8	9.9	-9.9	1.0000	19.7	0.9693	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	14.2	-2.4	12.8	-8.3	1.0000	14.4	0.9859	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	14.2	-2.4	12.8	-8.3	1.0000	14.4	0.9859	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	14.2	-2.3	12.8	-8.3	1.0000	14.3	0.9871	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	14.2	-2.3	12.8	-8.3	1.0000	14.3	0.9871	18.5	64 6

6711	TIZ4.16	4.2000	G1	3.9	0.7	2.3	-2.3	1.0000	4.0	0.9853	5.2		64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.5	2.5	-2.5	1.0222	4.8	0.8622	5.6		64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.5	2.5	-2.5	1.0222	4.8	0.8622	5.6		64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0016	4.4	0.8668	5.0		64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0016	4.4	0.8668	5.0		64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	3.7	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	3.9	0.9478	4.8		64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	3.7	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	3.9	0.9478	4.8		64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	8.9	-1.6	4.0	-4.0	1.0000	9.0	0.9849	35.3		64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	8.9	-1.6	4.0	-4.0	1.0000	9.0	0.9849	35.3		64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.4	2.1	4.0	-4.0	1.0000	6.8	0.9486	9.0		63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	6.4	2.1	4.0	-4.0	1.0000	6.8	0.9486	9.0		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.1	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9731	5.8		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.1	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9731	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.2	0.6	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9887	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.2	0.6	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9887	5.8		63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.4	0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9821	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.4	0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9821	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.5	0.7	1.5	-1.5	1.0000	2.6	0.9625	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.5	0.7	1.5	-1.5	1.0000	2.6	0.9625	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	2.7	-1.6	1.6	-1.6	1.0068	3.1	0.8674	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	2.7	-1.6	1.6	-1.6	1.0068	3.1	0.8674	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	10.9	-6.2	6.2	-6.2	1.0120	12.4	0.8671	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	10.9	-6.2	6.2	-6.2	1.0120	12.4	0.8671	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	188.7	300.0	-225.0	1.0558	178.8	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.2	-1.8	1.8	-1.8	1.0188	3.6	0.8669	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	3.6	2.1	2.1	-2.1	0.9998	4.1	0.8669	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	3.6	2.1	2.1	-2.1	0.9998	4.1	0.8669	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	14.2	8.1	8.1	-8.1	0.9994	16.4	0.8669	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	14.2	8.1	8.1	-8.1	0.9994	16.4	0.8669	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0238	4.0	0.8677	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9910	8.8	0.8863	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9910	8.8	0.8863	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9910	2.0	0.9057	2.1		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1697.7	163.9	1198.0	-1014.6				2683.0			

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	0.2	8.0	0.0	1.0100	17.8	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	7.8	11.0	0.0	1.0100	21.3	0.9318	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	27.7	9.4	15.0	0.0	1.0100	28.9	0.9471	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	0.8	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9989	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	0.2	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9998	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.2	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9997	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.7	0.2	6.0	-6.0	1.0100	10.6	0.9999	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				113.4	18.7	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:25
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0190	234.38	6001	PAN230	230.00	6	1.0026	230.59
6003	PANII230	230.00	6	1.0120	232.75	6008	LSA230	230.00	6	1.0200	234.60
6011	MDN230	230.00	6	1.0123	232.83	6014	PRO230	230.00	6	1.0178	234.09
6096	FOR230	230.00	6	1.0142	233.26	6100	BAY230	230.00	6	1.0268	236.17
6103	COP23O	230.00	6	1.0147	233.38	6171	PAC230	230.00	6	1.0198	234.56
6178	EST230	230.00	6	1.0120	232.77	6179	GUA230	230.00	6	1.0122	232.80
6182	VEL230	230.00	6	1.0132	233.04	6240	LGU 230	230.00	6	1.0020	230.47
6260	CHA 230	230.00	6	1.0200	234.61	6263	ESP230	230.00	6	1.0203	234.66
6330	BAI230	230.00	6	1.0165	233.79	6340	CAN 230	230.00	6	1.0159	233.66
6360	GLA230	230.00	6	1.0166	233.81	6363	ZAM230	230.00	6	1.0207	234.76
6366	EVA230	230.00	6	1.0230	235.30	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0147	233.38
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0204	234.70	6430	ANTON230	230.00	6	1.0142	233.26
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0257	235.91	6590	24DIC230	230.00	6	1.0156	233.58
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0201	234.63	6690	DOM230	230.00	6	1.0262	236.04
6691	ALTO230	230.00	6	1.0287	236.61	6695	PANDO230	230.00	6	1.0263	236.05
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0263	236.04	6760	SBA230	230.00	6	1.0155	233.58
6790	SMA230	230.00	6	1.0208	234.78	6840	BUR230	230.00	6	1.0200	234.61
6860	BBL230	230.00	6	1.0143	233.29						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9933	228.45	6105	PAM230	230.00	6	0.9933	228.45

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:25
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0172	116.98	6004	PANII115	115.00	6	1.0191	117.19
6009	LSA115	115.00	6	1.0354	119.07	6012	MDN115	115.00	6	1.0189	117.17
6015	PRO115	115.00	6	1.0128	116.47	6018	CAC115	115.00	6	1.0170	116.95
6019	CVI115A	115.00	6	1.0120	116.38	6024	CHI115	115.00	6	1.0069	115.79
6027	LOC115A	115.00	6	1.0103	116.18	6032	MAR115A	115.00	6	1.0079	115.91
6036	SMA115	115.00	6	1.0162	116.86	6040	SFR115	115.00	6	1.0079	115.90
6047	CLA115	115.00	6	1.0017	115.19	6055	MOS115B	115.00	6	1.0148	116.70
6057	TOC115	115.00	6	1.0168	116.93	6059	LM1115	115.00	6	1.0154	116.77
6060	LM2115	115.00	6	1.0156	116.79	6066	FFIELD	115.00	6	1.0083	115.95
6074	LMDIST	115.00	6	1.0155	116.78	6087	CAL115	115.00	6	1.0185	117.13
6088	LES115	115.00	6	1.0204	117.35	6092	LVA115	115.00	6	1.0183	117.11
6123	MIR115	115.00	7	1.0283	118.26	6170	CPA115	115.00	6	1.0168	116.94
6173	STR115	115.00	6	1.0161	116.85	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0174	117.00
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0174	117.00	6210	TIN115	115.00	6	1.0134	116.54
6211	PM115-9	115.00	6	1.0141	116.62	6230	CBA115	115.00	6	1.0091	116.04
6261	CHA 115	115.00	6	1.0112	116.29	6270	CAT 115	115.00	6	1.0157	116.81
6280	GIR 115	115.00	6	1.0171	116.97	6290	CATII 11	115.00	6	1.0155	116.78
6331	BAI115	115.00	6	1.0051	115.59	6332	BAM115	115.00	6	1.0075	115.87
6350	PM115-8	115.00	6	1.0127	116.46	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0128	116.47
6580	LBO115	115.00	6	1.0116	116.33						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

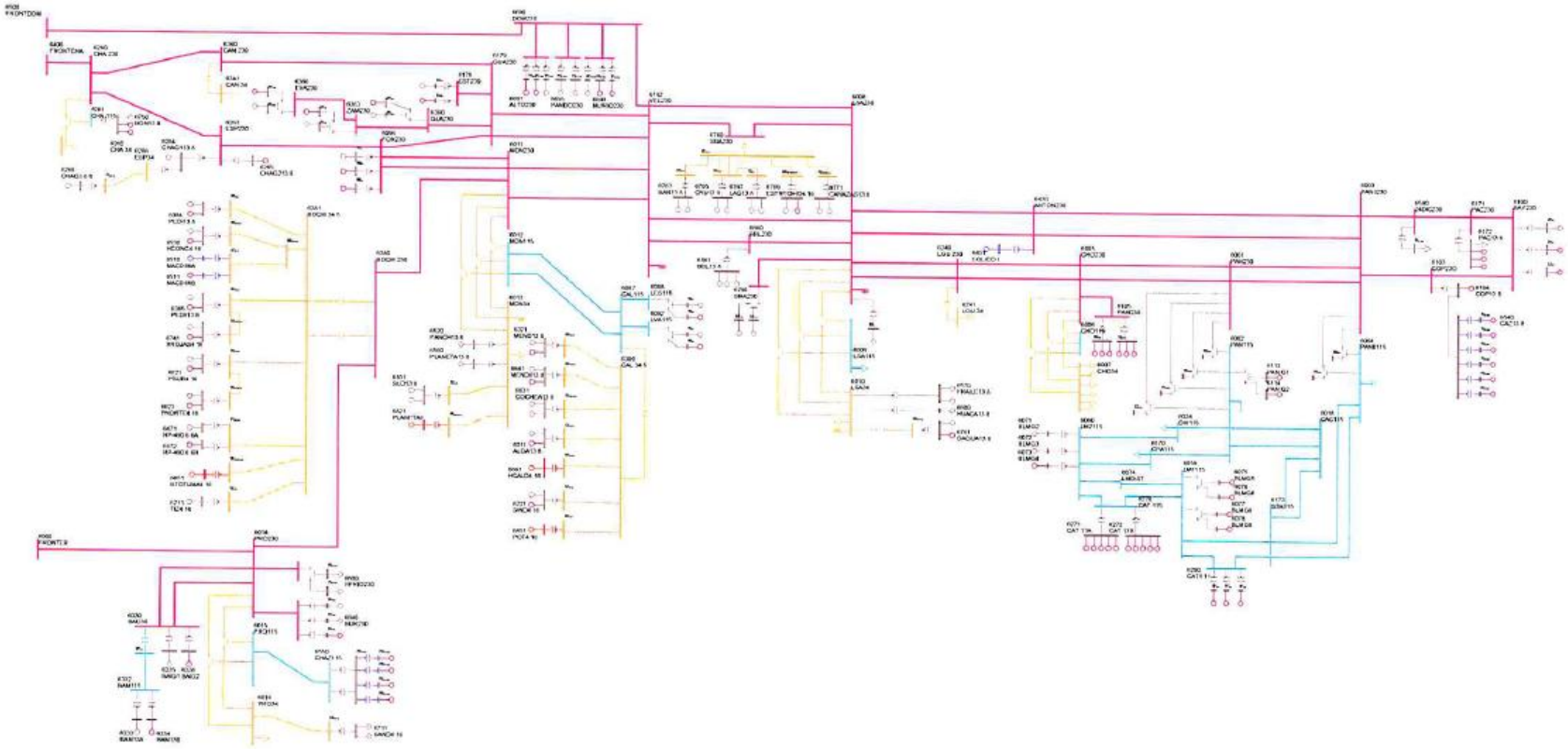
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9791	112.60						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  15:25
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2015
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.4    62.5    96.7    --      --      --      --

-------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 13 2011  15:25
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2015
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                  * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:25
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2015 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	967.6	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.3	-234.0	-234.0	-234.0
GUATEMAL	217.7	340.6	220.2	0.0	0.0	604.2	255.2	5.9	5.9	
2	1140.0	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	286.1	367.1	-181.4	0.0	0.0	242.2	310.6	32.0	32.0	
3	1237.2	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	31.6	0.4	0.4	0.0
HONDURAS	375.4	395.2	-20.4	0.0	0.0	471.8	437.9	34.4	34.4	
4	476.1	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.2	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-34.6	181.0	-13.0	0.0	0.0	291.5	161.8	-73.0	-73.0	
5	1518.7	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	28.9	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	237.4	558.4	-226.8	0.0	0.0	557.0	418.8	44.0	44.0	
6	1697.7	1443.3	0.0	0.0	0.0	0.0	80.7	173.7	173.7	174.0
PANAMA	163.9	252.8	-330.4	0.0	0.0	505.8	799.8	-52.5	-52.5	
7	113.4	49.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	59.9	59.9	60.0
ACANAL	18.7	8.7	-16.0	0.0	0.0	0.0	16.7	9.2	9.2	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7150.7	6930.4	0.0	0.0	0.0	0.0	220.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1264.7	2103.9	-567.7	0.0	0.0	2672.4	2400.9	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:30
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	20.0	6.4	15.0	0.0	1.0200	20.6	0.9522	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	20.0	6.4	15.0	0.0	1.0200	20.6	0.9522	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	19.1	1.8	12.0	-5.0	1.0000	19.1	0.9955	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	23.3	-5.0	12.0	-5.0	1.0019	23.8	0.9777	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	70.0	-6.2	50.0	-50.0	1.0100	69.6	0.9961	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	54.0	14.5	30.0	-25.0	1.0100	55.4	0.9660	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	3.3	29.0	-29.0	0.9900	51.6	0.9979	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	89.1	-21.4	52.4	-48.9	0.9900	92.6	0.9723	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	9.8	0.8623	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.8	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9219	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9859	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	23.8	-1.7	10.0	-10.0	0.9900	24.1	0.9976	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	37.7	-14.0	14.0	-14.0	0.9977	40.3	0.9374	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	10.8	-1.2	7.8	-7.0	1.0200	10.6	0.9936	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	14.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0152	15.7	0.8989	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0149	24.7	0.9479	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	8.5	-1.3	4.9	-4.9	1.0000	8.6	0.9892	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.5	-0.5	3.2	-3.6	1.0000	5.6	0.9953	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0144	60.1	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0054	1.5	0.9981	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9533	4.9	0.9048	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.8901	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9533	4.5	0.8862	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9449	2.8	0.8937	3.0			63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9449	2.8	0.8937	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.3	2.2	2.2	-2.2	0.9449	5.1	0.8893	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.3	-2.1	2.5	-2.5	1.0000	4.7	0.8976	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.3	-2.4	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.8746	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-2.0	3.7	-3.7	1.0000	6.7	0.9534	8.4			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-2.0	3.7	-3.7	1.0000	6.7	0.9534	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-1.8	1.9	-1.9	1.0000	3.8	0.8706	4.1			64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.3	-1.8	2.5	-2.5	1.0000	4.6	0.9202	5.6			64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0250	3.8	0.8675	4.4			64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.1	0.1	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9997	7.5			64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0094	24.9	0.9479	33.0			64	6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0094	24.9	0.9479	33.0			64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	19.1	-3.1	9.9	-9.9	1.0000	19.3	0.9866	24.9			64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	14.2	-8.3	12.8	-8.3	0.9952	16.5	0.8626	18.5			64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	14.2	-8.3	12.8	-8.3	0.9952	16.5	0.8626	18.5			64	6

6699	MLIRIO13A	13.800	G1	14.2	-8.3	12.8	-8.3	0.9964	16.5	0.8626	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	3.9	-1.7	2.3	-2.3	1.0000	4.3	0.9170	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.5	2.5	-2.5	1.0247	4.8	0.8622	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0021	4.4	0.8668	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0021	4.4	0.8668	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	3.7	-1.7	2.1	-2.1	1.0000	4.0	0.9027	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	8.9	-4.0	4.0	-4.0	1.0077	9.7	0.9115	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.4	2.2	4.0	-4.0	1.0000	6.8	0.9477	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	6.4	2.2	4.0	-4.0	1.0000	6.8	0.9477	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.1	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9724	5.8	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.1	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9724	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.2	0.6	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9883	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.2	0.6	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9883	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.4	2.1	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9001	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.5	0.7	1.5	-1.5	1.0000	2.6	0.9615	3.3	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.5	0.7	1.5	-1.5	1.0000	2.6	0.9615	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	2.7	1.6	1.6	-1.6	0.9685	3.3	0.8674	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	10.9	-0.7	6.2	-6.2	1.0000	10.9	0.9978	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	10.9	-0.7	6.2	-6.2	1.0000	10.9	0.9978	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	-26.8	300.0	-225.0	0.9946	27.0	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.2	-0.7	1.8	-1.8	1.0000	3.2	0.9767	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	3.6	2.1	2.1	-2.1	0.9805	4.2	0.8669	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	3.6	2.1	2.1	-2.1	0.9805	4.2	0.8669	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	14.2	-5.9	8.1	-8.1	0.9900	15.5	0.9239	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	14.2	-5.9	8.1	-8.1	0.9900	15.5	0.9239	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0249	4.0	0.8678	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9924	8.7	0.8863	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9924	8.7	0.8863	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9924	2.0	0.9057	2.1	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				872.8	-116.6	776.1	-630.4				1638.7		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:30
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	10.9	11.0	0.0	1.0100	22.5	0.8786	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	26.0	13.4	15.0	0.0	1.0100	29.0	0.8887	44.1			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.5	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9889	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9917	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9917	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				76.0	28.4	44.0	-18.0				112.5				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:30
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0215	234.94	6001	PAN230	230.00	6	1.0041	230.93
6003	PANII230	230.00	6	1.0094	232.15	6011	MDN230	230.00	6	1.0165	233.79
6014	PRO230	230.00	6	1.0187	234.31	6096	FOR230	230.00	6	1.0196	234.52
6100	BAY230	230.00	6	1.0189	234.35	6103	COP23O	230.00	6	1.0113	232.60
6171	PAC230	230.00	6	1.0119	232.74	6178	EST230	230.00	6	1.0193	234.43
6179	GUA230	230.00	6	1.0194	234.46	6182	VEL230	230.00	6	1.0156	233.59
6260	CHA 230	230.00	6	1.0293	236.75	6263	ESP230	230.00	6	1.0269	236.18
6330	BAI230	230.00	6	1.0180	234.13	6340	CAN 230	230.00	6	1.0244	235.61
6360	GLA230	230.00	6	1.0215	234.95	6363	ZAM230	230.00	6	1.0236	235.43
6366	EVA230	230.00	6	1.0248	235.70	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0168	233.86
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0312	237.17	6430	ANTON230	230.00	6	1.0154	233.55
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0269	236.19	6590	24DIC230	230.00	6	1.0104	232.40
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0211	234.85	6690	DOM230	230.00	6	1.0264	236.07
6691	ALTO230	230.00	6	1.0275	236.32	6695	PANDO230	230.00	6	1.0245	235.65
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0258	235.94	6760	SBA230	230.00	6	1.0127	232.92
6790	SMA230	230.00	6	1.0011	230.26	6840	BUR230	230.00	6	1.0180	234.13
6860	BBL230	230.00	6	1.0157	233.62						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9964	229.16	6008	LSA230	230.00	6	1.0000	230.00
6105	PAM230	230.00	6	0.9964	229.16	6240	LGU 230	230.00	6	0.9969	229.30

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:30
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0074	115.85	6004	PANII115	115.00	6	1.0064	115.74
6009	LSA115	115.00	6	1.0079	115.90	6012	MDN115	115.00	6	1.0207	117.38
6015	PRO115	115.00	6	1.0135	116.56	6018	CAC115	115.00	6	1.0075	115.86
6019	CVI115A	115.00	6	1.0051	115.59	6024	CHI115	115.00	6	1.0026	115.30
6027	LOC115A	115.00	6	1.0044	115.50	6032	MAR115A	115.00	6	1.0041	115.47
6036	SMA115	115.00	6	1.0070	115.80	6040	SFR115	115.00	6	1.0033	115.38
6055	MOS115B	115.00	6	1.0063	115.73	6057	TOC115	115.00	6	1.0050	115.58
6059	LM1115	115.00	6	1.0069	115.80	6060	LM2115	115.00	6	1.0070	115.80
6066	FFIELD	115.00	6	1.0068	115.79	6074	LMDIST	115.00	6	1.0069	115.79
6087	CAL115	115.00	6	1.0201	117.31	6088	LES115	115.00	6	1.0210	117.42
6092	LVA115	115.00	6	1.0200	117.29	6123	MIR115	115.00	7	1.0186	117.14
6170	CPA115	115.00	6	1.0066	115.76	6173	STR115	115.00	6	1.0075	115.86
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0078	115.90	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0078	115.90
6210	TIN115	115.00	6	1.0052	115.60	6211	PM115-9	115.00	6	1.0058	115.66
6230	CBA115	115.00	6	1.0037	115.43	6261	CHA 115	115.00	6	1.0204	117.35
6270	CAT 115	115.00	6	1.0069	115.80	6280	GIR 115	115.00	6	1.0066	115.76
6290	CATII 11	115.00	6	1.0070	115.80	6331	BAI115	115.00	6	1.0113	116.30
6332	BAM115	115.00	6	1.0109	116.25	6350	PM115-8	115.00	6	1.0060	115.69
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0135	116.56	6580	LBO115	115.00	6	1.0048	115.55

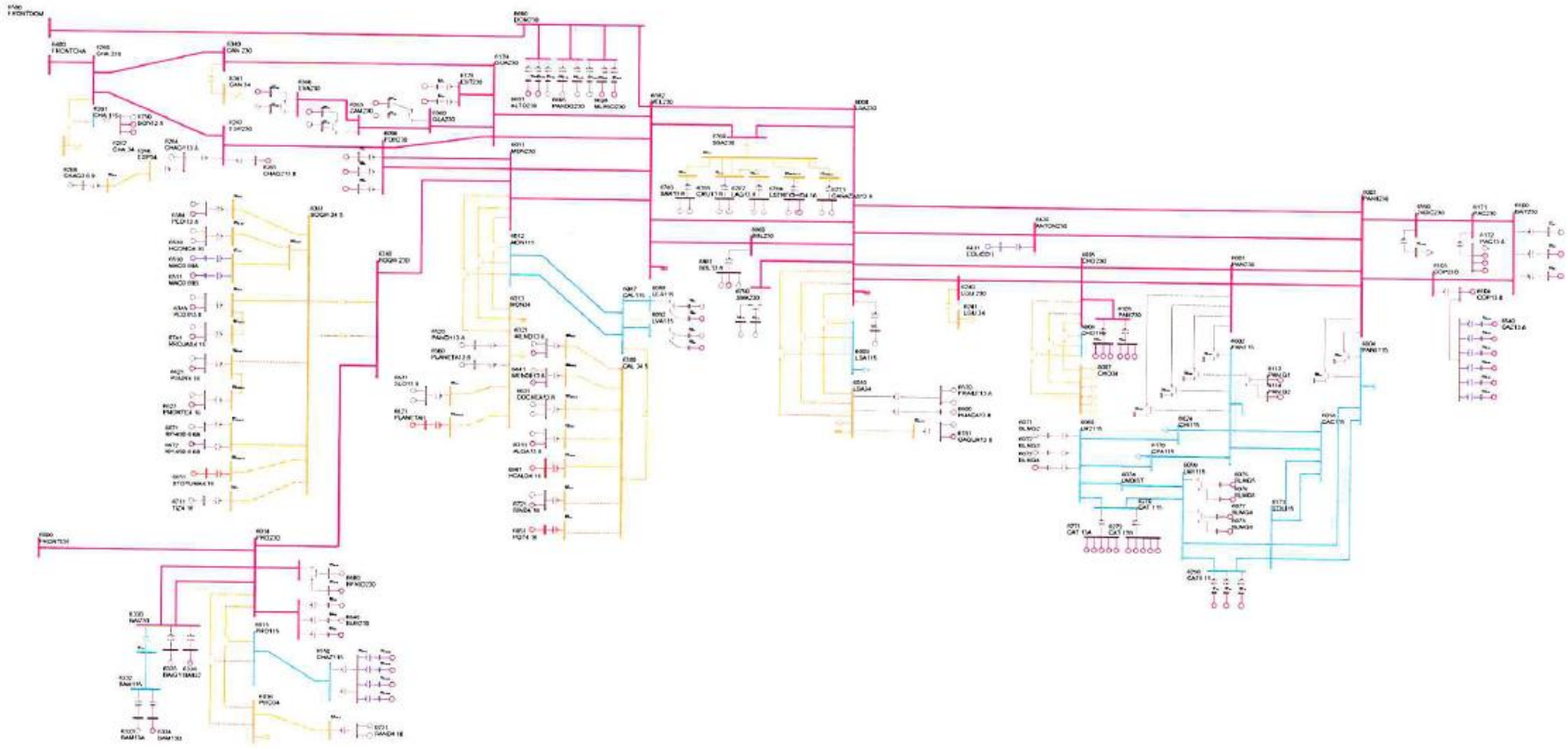
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9853	113.31	6047	CLA115	115.00	6	0.9989	114.87

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:30
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	680.4	773.5	0.0	0.0	0.0	0.0	10.8	-103.9	-103.9	-104.0
GUATEMAL	-18.4	100.4	384.6	0.0	0.0	621.2	167.5	-49.7	-49.7	
2	522.9	512.7	0.0	0.0	0.0	0.0	10.2	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	14.4	137.7	-22.6	0.0	0.0	254.6	101.1	52.6	52.6	
3	560.2	545.5	0.0	0.0	0.0	0.0	14.7	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	-110.7	179.1	40.6	0.0	0.0	515.5	131.3	53.8	53.8	
4	304.4	298.5	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-143.2	118.2	51.5	0.0	0.0	315.3	66.1	-63.8	-63.8	
5	775.9	769.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	-92.0	302.3	-13.9	0.0	0.0	592.3	135.1	76.8	76.8	
6	872.8	779.3	0.0	0.0	0.0	0.0	36.0	57.5	57.5	57.0
PANAMA	-116.6	282.8	-135.2	0.0	0.0	517.5	345.1	-91.8	-91.8	
7	76.0	26.9	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	46.4	46.4	47.0
ACANAL	28.4	9.7	-15.6	0.0	0.0	0.0	12.2	22.1	22.1	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	3792.7	3705.3	0.0	0.0	0.0	0.0	87.4	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-438.3	1130.2	289.4	0.0	0.0	2816.4	958.6	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2015

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	24.6	6.1	15.0	0.0	1.0200	24.8	0.9703	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	24.6	6.1	15.0	0.0	1.0200	24.8	0.9703	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	19.1	2.0	12.0	-5.0	0.9900	19.4	0.9944	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	23.3	-5.0	12.0	-5.0	0.9907	24.0	0.9777	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	60.0	-12.2	50.0	-50.0	1.0000	61.2	0.9799	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	53.0	6.7	30.0	-25.0	1.0000	53.4	0.9921	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	3.9	29.0	-29.0	0.9900	51.7	0.9971	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	73.4	-20.3	52.4	-48.9	0.9900	76.9	0.9640	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	9.8	0.8623	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.9	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9158	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9850	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	23.8	-2.2	10.0	-10.0	0.9900	24.1	0.9959	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	37.7	-14.0	14.0	-14.0	1.0021	40.1	0.9374	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	10.8	1.6	7.8	-7.0	1.0200	10.7	0.9895	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	14.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0119	15.8	0.8989	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0116	24.8	0.9479	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	8.5	-1.1	4.9	-4.9	1.0000	8.6	0.9914	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.5	-0.4	3.2	-3.6	1.0000	5.5	0.9969	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	120.0	-21.0	21.0	-21.0	1.0046	121.3	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0051	1.5	0.9981	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.2	2.0	2.0	-2.0	0.9163	5.1	0.9048	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.2	-1.9	2.5	-2.5	1.0000	4.7	0.9138	5.6			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.2	-1.9	2.5	-2.5	1.0000	4.7	0.9138	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.1	0.1	2.0	-2.0	0.9150	3.4	0.9997	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9447	2.8	0.8937	3.0			63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9447	2.8	0.8937	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	3.5	2.2	2.2	-2.2	0.9446	4.4	0.8481	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.2	-1.9	2.5	-2.5	1.0000	4.7	0.9138	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.2	-2.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.8868	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.5	3.7	-3.7	1.0000	6.6	0.9722	8.4			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.5	3.7	-3.7	1.0000	6.6	0.9722	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.8	1.9	-1.9	1.0000	3.4	0.9711	4.1			64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.2	-1.5	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9397	5.6			64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	2.8	-0.9	2.0	-2.0	1.0250	2.9	0.9559	4.4			64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.1	0.1	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9997	7.5			64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0144	24.8	0.9479	33.0			64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	19.1	4.9	9.9	-9.9	1.0100	19.5	0.9686	24.9			64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	14.2	-7.2	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.8913	18.5			64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	14.2	-7.2	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.8913	18.5			64	6

6699	MLIRIO13A	13.800	G1	14.2	-8.3	12.8	-8.3	1.0003	16.4	0.8626	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	3.5	-1.3	2.3	-2.3	1.0000	3.7	0.9358	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0238	4.8	0.8622	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0064	4.4	0.8668	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0064	4.4	0.8668	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	3.7	-1.7	2.1	-2.1	1.0000	4.0	0.9109	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	8.9	-4.0	4.0	-4.0	1.0028	9.7	0.9115	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.4	2.2	4.0	-4.0	1.0000	6.8	0.9445	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	6.4	2.2	4.0	-4.0	1.0000	6.8	0.9445	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.1	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9702	5.8	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.1	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9702	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.2	0.7	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9870	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.2	0.7	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9870	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.4	2.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.8938	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.5	0.8	1.5	-1.5	1.0000	2.6	0.9578	3.3	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.5	0.8	1.5	-1.5	1.0000	2.6	0.9578	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	2.7	1.6	1.6	-1.6	0.9682	3.3	0.8674	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	10.9	-0.7	6.2	-6.2	1.0000	10.9	0.9978	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	10.9	-0.7	6.2	-6.2	1.0000	10.9	0.9978	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	-26.3	300.0	-225.0	0.9947	26.5	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	2.9	-1.5	1.8	-1.8	0.9600	3.4	0.8838	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	3.6	2.1	2.1	-2.1	0.9426	4.4	0.8669	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	3.6	2.1	2.1	-2.1	0.9426	4.4	0.8669	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	14.2	2.0	8.1	-8.1	1.0000	14.3	0.9905	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	14.2	2.0	8.1	-8.1	1.0000	14.3	0.9905	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	2.9	-0.9	2.0	-2.0	1.0250	3.0	0.9559	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9886	8.8	0.8863	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9886	2.0	0.9057	2.1	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				884.5	-105.1	777.1	-632.4				1601.2		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2015

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	1.5	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9965	27.7			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	30.6	10.5	15.0	0.0	1.0100	32.0	0.9459	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	2.4	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9898	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.8	1.9	6.0	-6.0	1.0100	10.9	0.9842	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				76.4	16.4	37.0	-6.0				112.5				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0254	235.83	6001	PAN230	230.00	6	1.0057	231.30
6003	PANII230	230.00	6	1.0113	232.61	6011	MDN230	230.00	6	1.0125	232.88
6014	PRO230	230.00	6	1.0230	235.30	6096	FOR230	230.00	6	1.0156	233.58
6100	BAY230	230.00	6	1.0186	234.28	6103	COP23O	230.00	6	1.0129	232.97
6171	PAC230	230.00	6	1.0132	233.04	6178	EST230	230.00	6	1.0159	233.66
6179	GUA230	230.00	6	1.0160	233.69	6182	VEL230	230.00	6	1.0124	232.86
6260	CHA 230	230.00	6	1.0246	235.66	6263	ESP230	230.00	6	1.0228	235.24
6330	BAI230	230.00	6	1.0222	235.11	6340	CAN 230	230.00	6	1.0206	234.73
6360	GLA230	230.00	6	1.0182	234.19	6363	ZAM230	230.00	6	1.0203	234.67
6366	EVA230	230.00	6	1.0215	234.95	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0171	233.92
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0259	235.95	6430	ANTON230	230.00	6	1.0071	231.63
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0306	237.05	6590	24DIC230	230.00	6	1.0121	232.77
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0242	235.57	6690	DOM230	230.00	6	1.0304	236.99
6691	ALTO230	230.00	6	1.0317	237.29	6695	PANDO230	230.00	6	1.0289	236.65
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0298	236.85	6760	SBA230	230.00	6	1.0112	232.57
6790	SMA230	230.00	6	1.0011	230.26	6840	BUR230	230.00	6	1.0240	235.51
6860	BBL230	230.00	6	1.0125	232.87						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9984	229.63	6105	PAM230	230.00	6	0.9984	229.63
6240	LGU 230	230.00	6	0.9973	229.38						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0146	116.68	6004	PANII115	115.00	6	1.0052	115.60
6009	LSA115	115.00	6	1.0076	115.88	6012	MDN115	115.00	6	1.0076	115.87
6015	PRO115	115.00	6	1.0178	117.05	6018	CAC115	115.00	6	1.0145	116.67
6019	CVI115A	115.00	6	1.0043	115.50	6024	CHI115	115.00	6	1.0055	115.63
6027	LOC115A	115.00	6	1.0101	116.17	6032	MAR115A	115.00	6	1.0093	116.07
6036	SMA115	115.00	6	1.0141	116.63	6040	SFR115	115.00	6	1.0079	115.90
6047	CLA115	115.00	6	1.0018	115.21	6055	MOS115B	115.00	6	1.0135	116.55
6057	TOC115	115.00	6	1.0037	115.43	6059	LM1115	115.00	6	1.0079	115.91
6060	LM2115	115.00	6	1.0081	115.93	6066	FFIELD	115.00	6	1.0024	115.27
6074	LMDIST	115.00	6	1.0080	115.92	6087	CAL115	115.00	6	1.0091	116.05
6088	LES115	115.00	6	1.0101	116.16	6092	LVA115	115.00	6	1.0090	116.03
6123	MIR115	115.00	7	1.0255	117.93	6170	CPA115	115.00	6	1.0095	116.09
6173	STR115	115.00	6	1.0089	116.02	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0117	116.35
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0117	116.35	6210	TIN115	115.00	6	1.0123	116.42
6211	PM115-9	115.00	6	1.0129	116.49	6230	CBA115	115.00	6	1.0091	116.05
6261	CHA 115	115.00	6	1.0156	116.79	6270	CAT 115	115.00	6	1.0080	115.92
6280	GIR 115	115.00	6	1.0095	116.09	6290	CATII 11	115.00	6	1.0080	115.92
6331	BAI115	115.00	6	1.0149	116.71	6332	BAM115	115.00	6	1.0140	116.61
6350	PM115-8	115.00	6	1.0121	116.39	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0178	117.05
6580	LBO115	115.00	6	1.0040	115.46						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

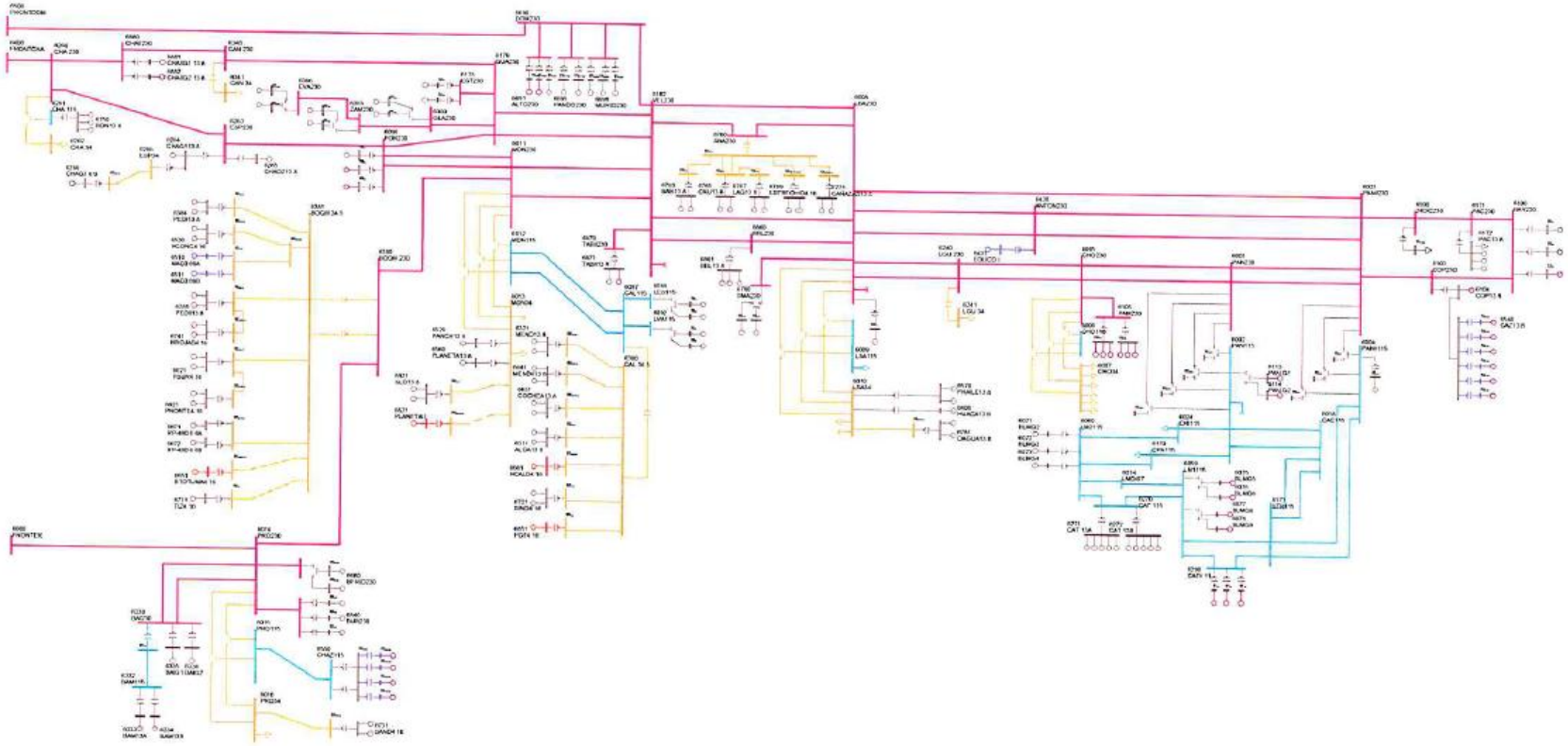
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9871	113.51						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 13 2011 15:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2015 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	666.0	758.5	0.0	0.0	0.0	0.0	13.1	-105.6	-105.6	-105.9
GUATEMAL	-8.0	99.0	383.3	0.0	0.0	623.5	173.6	-40.3	-40.3	
2	519.6	512.7	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5	-0.6	-0.6	0.0
SALVADOR	17.3	137.7	0.0	0.0	0.0	253.2	88.9	43.8	43.8	
3	554.9	545.5	0.0	0.0	0.0	0.0	10.4	-0.9	-0.9	0.0
HONDURAS	-115.9	179.1	45.6	0.0	0.0	517.3	123.3	53.6	53.6	
4	311.0	304.3	0.0	0.0	0.0	0.0	7.7	-1.0	-1.0	0.0
NICARAGU	-116.5	120.4	52.0	0.0	0.0	314.1	78.1	-53.0	-53.0	
5	763.6	750.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.6	1.9	1.9	0.0
COSTA RI	-23.2	309.9	0.0	0.0	0.0	573.0	188.5	51.4	51.4	
6	884.5	793.8	0.0	0.0	0.0	0.0	31.4	59.3	59.3	58.9
PANAMA	-105.1	288.1	-138.0	0.0	0.0	502.1	314.8	-67.9	-67.9	
7	76.4	27.4	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	47.0	47.0	47.0
ACANAL	16.4	9.9	-15.9	0.0	0.0	0.0	9.9	12.5	12.5	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	3776.1	3692.3	0.0	0.0	0.0	0.0	83.8	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-335.0	1144.1	327.0	0.0	0.0	2783.2	977.1	0.0	0.0	

Año 2017

Demanda Máxima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 13:40
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017
AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	2.9	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9972	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	2.9	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9972	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.9	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9972	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.1	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9834	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.1	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9834	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.4	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9959	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.4	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9959	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	14.6	50.0	-50.0	1.0100	95.2	0.9884	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	69.1	15.7	30.0	-25.0	1.0200	69.5	0.9752	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	69.1	15.7	30.0	-25.0	1.0200	69.5	0.9752	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.1	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9816	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.1	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9816	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-3.1	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9995	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	0.4	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9751	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9751	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9921	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9921	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9986	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9986	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-9.1	14.0	-14.0	1.0000	43.1	0.9777	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-9.1	14.0	-14.0	1.0000	43.1	0.9777	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-0.2	7.8	-7.0	1.0000	12.1	0.9998	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-0.2	7.8	-7.0	1.0000	12.1	0.9998	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-3.9	7.8	-7.0	1.0000	16.5	0.9716	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-3.9	7.8	-7.0	1.0000	16.5	0.9716	25.0			64	6

6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-5.7	8.0	-8.0	1.0000	27.2	0.9782	33.0	64 6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-5.7	8.0	-8.0	1.0000	27.2	0.9782	33.0	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.0	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.0	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9978	7.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9978	7.5	64 6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0164	59.9	0.9850	152.3	63 6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0066	1.6	0.9985	2.1	64 6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0066	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9580	5.4	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.7	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9897	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.7	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9897	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9580	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9731	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9731	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9730	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.7	-0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9960	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.7	-0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9960	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.7	-1.3	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9662	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.7	-1.3	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9662	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.8	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9929	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.8	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9929	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.0	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9999	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.0	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9999	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.7	2.4	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.8955	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0226	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9961	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9961	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0055	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0055	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0075	23.3	0.9074	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	0.3	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9998	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	0.3	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9998	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	0.5	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9995	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	0.5	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9995	18.5	64 6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	0.5	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9995	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9998	5.0	0.8892	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0210	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0210	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.9	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9157	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.9	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9157	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9665	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9665	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9997	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9997	35.3	64 6

6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9997	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.2	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9146	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.2	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9146	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9479	5.8	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9479	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9722	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9722	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.164	2000	G1	4.9	1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9624	5.6	63	6
6769	ESTRECHO4.164	2000	G2	4.9	1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9624	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.2	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9218	3.3	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.2	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9218	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	-1.6	1.6	-1.6	0.9940	3.5	0.8897	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	-1.6	1.6	-1.6	0.9940	3.5	0.8897	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0012	13.7	0.8894	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0012	13.7	0.8894	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0655	281.6	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0039	4.0	0.8892	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9854	4.6	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9854	4.6	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9974	17.9	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9974	17.9	0.8892	18.5	64	6
6843	BUR13C	13.800	G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9974	17.9	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0225	4.0	0.8678	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9711	9.8	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9711	9.8	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9711	2.0	0.9058	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	2.9	9.0	-9.0	1.0000	16.6	0.9843	20.5	64	6
6881	CHAIIG1 13.81	3.800	G1	101.6	8.5	52.3	-52.3	1.0100	101.0	0.9965	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	194.0	300.0	-225.0	1.0528	184.2	0.0000	300.0	61	6
SUBSYSTEM TOTALS				1846.3	612.0	1495.9	-1233.0				2995.8		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 13:40
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.2	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9999	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	21.5	7.5	11.0	0.0	1.0100	22.6	0.9436	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	26.6	9.4	15.0	0.0	1.0100	28.0	0.9431	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.7	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9992	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.2	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9999	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				116.5	18.5	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 13:40
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0163	233.74	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0092	232.11	6014	PRO230	230.00	6	1.0146	233.36
6100	BAY230	230.00	6	1.0292	236.71	6103	COP23O	230.00	6	1.0133	233.07
6171	PAC230	230.00	6	1.0189	234.35	6260	CHA 230	230.00	6	1.0146	233.37
6263	ESP230	230.00	6	1.0142	233.27	6330	BAI230	230.00	6	1.0138	233.18
6340	CAN 230	230.00	6	1.0018	230.41	6360	GLA230	230.00	6	1.0005	230.11
6363	ZAM230	230.00	6	1.0057	231.32	6366	EVA230	230.00	6	1.0086	231.98
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0063	231.46	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0156	233.59
6430	ANTON230	230.00	6	1.0174	234.00	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0234	235.38
6590	24DIC230	230.00	6	1.0141	233.23	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0173	233.98
6690	DOM230	230.00	6	1.0239	235.49	6691	ALTO230	230.00	6	1.0255	235.87
6695	PANDO230	230.00	6	1.0249	235.72	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0248	235.70
6790	SMA230	230.00	6	1.0101	232.33	6840	BUR230	230.00	6	1.0180	234.14
6880	CHAII230	230.00	6	1.0136	233.13						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9949	228.82	6005	CHO230	230.00	6	0.9823	225.92
6011	MDN230	230.00	6	0.9978	229.48	6096	FOR230	230.00	6	0.9995	229.88
6105	PAM230	230.00	6	0.9823	225.92	6178	EST230	230.00	6	0.9952	228.88
6179	GUA230	230.00	6	0.9953	228.91	6182	VEL230	230.00	6	0.9933	228.47
6240	LGU 230	230.00	6	0.9918	228.12	6760	SBA230	230.00	6	0.9962	229.12
6860	BBL230	230.00	6	0.9939	228.60	6870	TABII230	230.00	6	0.9941	228.65

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 13:40
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0244	117.80	6004	PANII115	115.00	6	1.0160	116.84
6009	LSA115	115.00	6	1.0225	117.59	6012	MDN115	115.00	6	1.0061	115.70
6015	PRO115	115.00	6	1.0098	116.12	6018	CAC115	115.00	6	1.0238	117.74
6019	CVI115A	115.00	6	1.0102	116.17	6024	CHI115	115.00	6	1.0116	116.33
6027	LOC115A	115.00	6	1.0146	116.68	6032	MAR115A	115.00	6	1.0120	116.38
6036	SMA115	115.00	6	1.0232	117.67	6040	SFR115	115.00	6	1.0103	116.19
6047	CLA115	115.00	6	1.0065	115.75	6055	MOS115B	115.00	6	1.0216	117.48
6057	TOC115	115.00	6	1.0132	116.52	6059	LM1115	115.00	6	1.0169	116.95
6060	LM2115	115.00	6	1.0171	116.97	6066	FFIELD	115.00	6	1.0102	116.17
6074	LMDIST	115.00	6	1.0170	116.96	6087	CAL115	115.00	6	1.0111	116.28
6088	LES115	115.00	6	1.0139	116.60	6092	LVA115	115.00	6	1.0112	116.29
6123	MIR115	115.00	7	1.0339	118.89	6170	CPA115	115.00	6	1.0185	117.13
6173	STR115	115.00	6	1.0180	117.07	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0214	117.46
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0214	117.46	6210	TIN115	115.00	6	1.0201	117.31
6211	PM115-9	115.00	6	1.0208	117.39	6230	CBA115	115.00	6	1.0127	116.46
6261	CHA 115	115.00	6	1.0065	115.75	6270	CAT 115	115.00	6	1.0172	116.98
6280	GIR 115	115.00	6	1.0185	117.13	6290	CATII 11	115.00	6	1.0171	116.96
6331	BAI115	115.00	6	1.0013	115.15	6332	BAM115	115.00	6	1.0046	115.53
6350	PM115-8	115.00	6	1.0182	117.09	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0098	116.12
6580	LBO115	115.00	6	1.0097	116.11						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

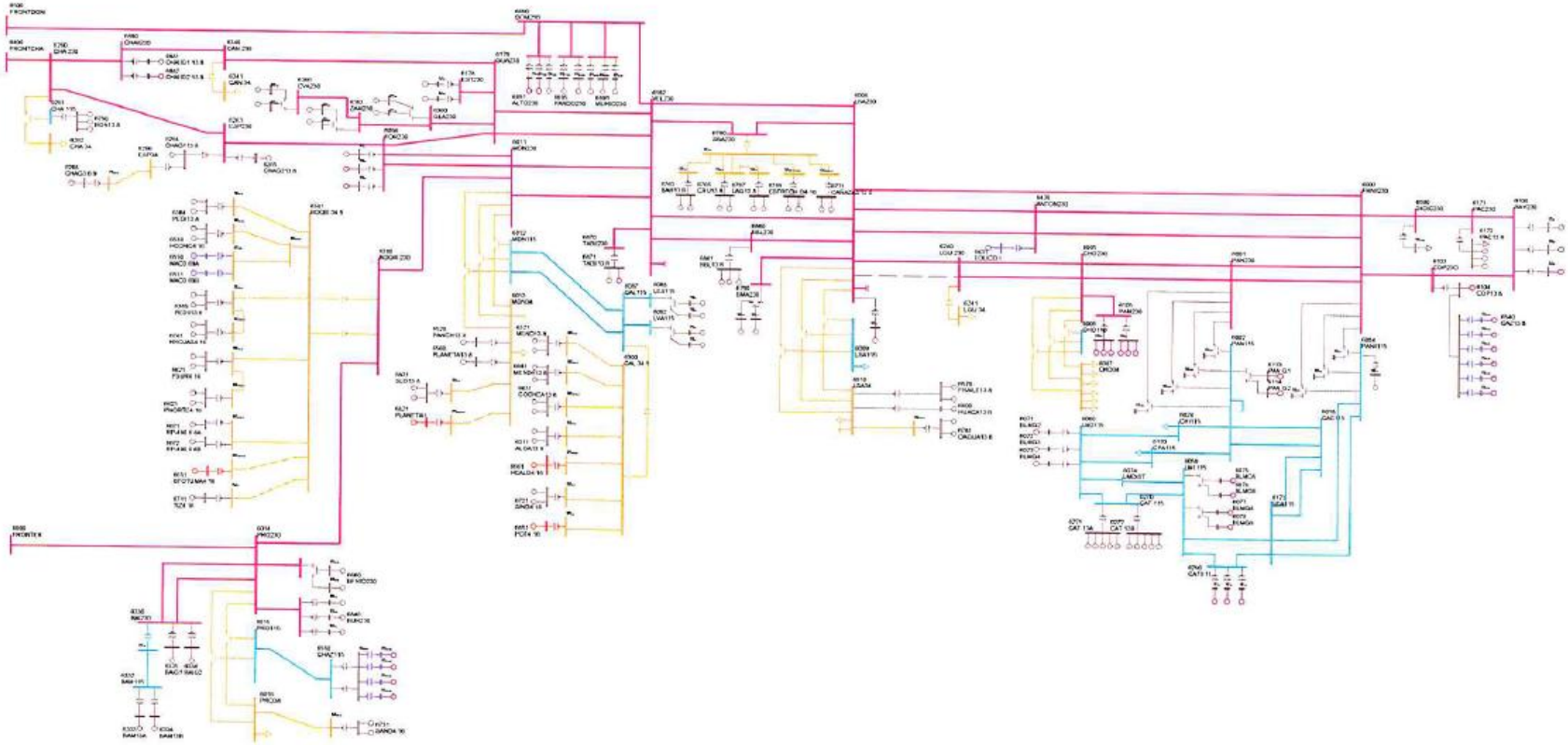
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9651	110.99						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, MAY 16 2011   9:05
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    59.9    62.5    95.9    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.9    54.0    97.9    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, MAY 16 2011   9:05
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 13:40
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1014.4	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	21.7	-186.7	-186.7	-186.7
GUATEMAL	208.1	340.6	222.0	0.0	0.0	608.6	255.7	-1.7	-1.7	
2	1137.6	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.6	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	269.1	367.1	-182.0	0.0	0.0	243.4	297.1	30.3	30.3	
3	1234.5	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	29.3	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	356.0	395.2	-20.4	0.0	0.0	475.5	420.7	35.9	35.9	
4	473.3	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-51.1	181.0	-13.0	0.0	0.0	294.2	142.4	-67.3	-67.3	
5	1517.5	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	27.8	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	234.1	558.4	-226.9	0.0	0.0	557.4	411.1	48.9	48.9	
6	1846.3	1598.2	0.0	0.0	0.0	0.0	120.8	127.3	127.3	126.7
PANAMA	612.0	280.0	-227.6	0.0	0.0	559.8	1173.3	-53.9	-53.9	
7	116.5	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	59.4	59.4	60.0
ACANAL	18.5	9.3	-15.9	0.0	0.0	0.0	17.5	7.7	7.7	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7340.0	7088.8	0.0	0.0	0.0	0.0	251.3	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1646.6	2131.6	-463.8	0.0	0.0	2739.0	2717.8	0.0	0.0	

Contingencia 2:– Las Guías Llano Sánchez



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 13:35
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT2
AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	2.4	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9981	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	2.4	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9981	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.3	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9981	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.3	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9822	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.3	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9822	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.2	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9964	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.2	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9964	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	15.5	50.0	-50.0	1.0100	95.3	0.9870	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	73.9	16.1	30.0	-25.0	1.0200	74.2	0.9772	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	69.1	15.6	30.0	-25.0	1.0200	69.4	0.9754	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.3	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9811	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.3	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9811	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-2.8	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9996	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	0.6	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9749	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9749	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9920	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9920	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.5	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9985	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.5	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9985	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-8.8	14.0	-14.0	1.0000	43.0	0.9790	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-8.8	14.0	-14.0	1.0000	43.0	0.9790	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	0.4	7.8	-7.0	1.0000	12.1	0.9995	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	0.4	7.8	-7.0	1.0000	12.1	0.9995	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-3.3	7.8	-7.0	1.0000	16.4	0.9789	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-3.3	7.8	-7.0	1.0000	16.4	0.9789	25.0			64	6

6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-5.1	8.0	-8.0	1.0000	27.1	0.9820	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-5.1	8.0	-8.0	1.0000	27.1	0.9820	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9975	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9975	7.5	64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0109	60.3	0.9850	152.3	63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0065	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0065	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9572	5.4	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.7	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9910	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.7	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9910	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9572	4.9	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9687	2.9	0.9122	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9687	2.9	0.9122	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9686	5.5	0.9084	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.7	-0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9969	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.7	-0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9969	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.7	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9681	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.7	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9681	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.7	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9937	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.7	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9937	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9996	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9996	4.1	64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.7	2.5	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.8852	5.6	64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0225	3.8	0.8675	4.4	64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9961	7.5	64	6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9961	7.5	64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0050	27.6	0.9576	33.0	64	6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0050	27.6	0.9576	33.0	64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0072	23.3	0.9074	24.9	64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9991	18.5	64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9991	18.5	64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	0.8	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9986	18.5	64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	0.8	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9986	18.5	64	6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	0.8	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9986	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9996	5.0	0.8892	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0209	4.8	0.8622	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0209	4.8	0.8622	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.8	2.2	-2.2	1.0000	4.6	0.9215	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.8	2.2	-2.2	1.0000	4.6	0.9215	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9678	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9678	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9998	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9998	35.3	64	6

6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9998	35.3		64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.3	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9067	9.0		63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.3	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9067	9.0		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9418	5.8		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9418	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9680	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9680	5.8		63	6
6769	ESTRECHO4.164	2000	G1	4.9	1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9575	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164	2000	G2	4.9	1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9575	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.3	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9118	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.3	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9118	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	-1.2	1.6	-1.6	0.9900	3.3	0.9289	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	-1.2	1.6	-1.6	0.9900	3.3	0.9289	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-3.4	6.2	-6.2	1.0000	12.6	0.9637	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-3.4	6.2	-6.2	1.0000	12.6	0.9637	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0603	282.9	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0030	4.0	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9846	4.6	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9846	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9970	17.9	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9970	17.9	0.8892	18.5		64	6
6843	BUR13C	13.800	G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9970	17.9	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0225	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9683	9.8	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9683	9.8	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9683	2.0	0.9058	2.1		64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	4.1	9.0	-9.0	1.0000	16.9	0.9702	20.5		64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	101.6	8.9	52.3	-52.3	1.0100	101.0	0.9962	118.9		64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	242.3	300.0	-225.0	1.0669	227.1	0.0000	300.0		61	6
SUBSYSTEM TOTALS				1851.1	676.4	1495.9	-1233.0				2995.8			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 13:35
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT2
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.1	8.0	0.0	1.0100	16.9	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	21.5	7.5	11.0	0.0	1.0100	22.5	0.9443	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	26.6	9.3	15.0	0.0	1.0100	28.0	0.9437	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.6	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9994	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.1	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9999	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9998	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9998	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				116.5	18.2	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 13:35
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT2

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0159	233.65	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0038	230.86	6014	PRO230	230.00	6	1.0142	233.26
6100	BAY230	230.00	6	1.0293	236.73	6103	COP23O	230.00	6	1.0133	233.07
6171	PAC230	230.00	6	1.0189	234.35	6260	CHA 230	230.00	6	1.0143	233.28
6263	ESP230	230.00	6	1.0138	233.18	6330	BAI230	230.00	6	1.0135	233.09
6340	CAN 230	230.00	6	1.0010	230.23	6363	ZAM230	230.00	6	1.0049	231.14
6366	EVA230	230.00	6	1.0079	231.81	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0056	231.29
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0153	233.51	6430	ANTON230	230.00	6	1.0119	232.75
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0231	235.31	6590	24DIC230	230.00	6	1.0141	233.23
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0169	233.88	6690	DOM230	230.00	6	1.0236	235.42
6691	ALTO230	230.00	6	1.0252	235.80	6695	PANDO230	230.00	6	1.0247	235.68
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0246	235.65	6790	SMA230	230.00	6	1.0049	231.12
6840	BUR230	230.00	6	1.0176	234.04	6880	CHAII230	230.00	6	1.0132	233.04

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9945	228.74	6005	CHO230	230.00	6	0.9789	225.14
6011	MDN230	230.00	6	0.9966	229.21	6096	FOR230	230.00	6	0.9985	229.66
6105	PAM230	230.00	6	0.9789	225.14	6178	EST230	230.00	6	0.9942	228.66
6179	GUA230	230.00	6	0.9943	228.68	6182	VEL230	230.00	6	0.9906	227.84
6240	LGU 230	230.00	6	0.9786	225.07	6360	GLA230	230.00	6	0.9996	229.91
6760	SBA230	230.00	6	0.9926	228.30	6860	BBL230	230.00	6	0.9910	227.92
6870	TABII230	230.00	6	0.9916	228.06						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 13:35
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT2

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0248	117.85	6004	PANII115	115.00	6	1.0215	117.47
6009	LSA115	115.00	6	1.0171	116.97	6012	MDN115	115.00	6	1.0052	115.60
6015	PRO115	115.00	6	1.0094	116.08	6018	CAC115	115.00	6	1.0243	117.79
6019	CVI115A	115.00	6	1.0144	116.65	6024	CHI115	115.00	6	1.0123	116.41
6027	LOC115A	115.00	6	1.0155	116.78	6032	MAR115A	115.00	6	1.0127	116.47
6036	SMA115	115.00	6	1.0236	117.72	6040	SFR115	115.00	6	1.0118	116.36
6047	CLA115	115.00	6	1.0072	115.83	6055	MOS115B	115.00	6	1.0219	117.52
6057	TOC115	115.00	6	1.0188	117.16	6059	LM1115	115.00	6	1.0181	117.08
6060	LM2115	115.00	6	1.0182	117.10	6066	FFIELD	115.00	6	1.0113	116.30
6074	LMDIST	115.00	6	1.0182	117.09	6087	CAL115	115.00	6	1.0106	116.22
6088	LES115	115.00	6	1.0135	116.55	6092	LVA115	115.00	6	1.0107	116.24
6123	MIR115	115.00	7	1.0342	118.94	6170	CPA115	115.00	6	1.0194	117.23
6173	STR115	115.00	6	1.0195	117.24	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0224	117.58
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0224	117.58	6210	TIN115	115.00	6	1.0205	117.35
6211	PM115-9	115.00	6	1.0212	117.44	6230	CBA115	115.00	6	1.0138	116.59
6261	CHA 115	115.00	6	1.0062	115.72	6270	CAT 115	115.00	6	1.0184	117.11
6280	GIR 115	115.00	6	1.0194	117.23	6290	CATII 11	115.00	6	1.0182	117.10
6331	BAI115	115.00	6	1.0010	115.11	6332	BAM115	115.00	6	1.0044	115.50
6350	PM115-8	115.00	6	1.0188	117.16	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0094	116.08
6580	LBO115	115.00	6	1.0139	116.59						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

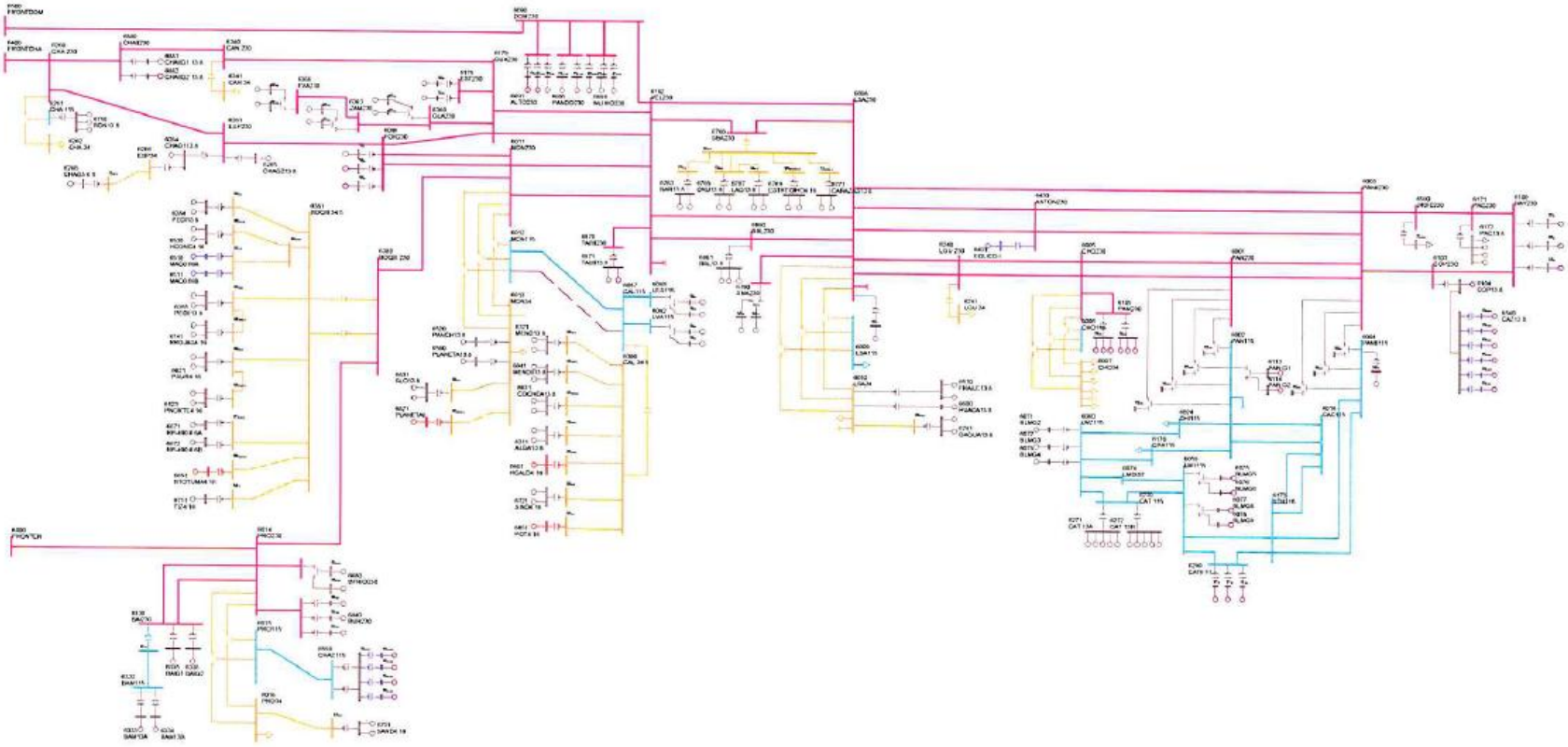
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9616	110.59						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, MAY 16 2011  13:35
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT2
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6008 LSA230      230.00*    6   6240 LGU 230     230.00     6  3C   357.9   350.0   102.3   450.0    79.5    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    59.9    62.5    95.8    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.8    54.0    97.8    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, MAY 16 2011  13:35
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT2
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 13:38
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT2 IN MW/MVAR

	FROM GENE-	TO LOAD AT AREA	TO BUS	TO GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	1014.4	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	21.7	-186.7	-186.7	-186.7
GUATEMAL	208.1	340.6	222.0	0.0	0.0	608.6	255.7	-1.7	-1.7	
2	1137.6	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.6	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	269.1	367.1	-182.0	0.0	0.0	243.4	297.1	30.3	30.3	
3	1234.5	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	29.3	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	356.0	395.2	-20.4	0.0	0.0	475.5	420.7	36.0	36.0	
4	473.3	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-51.1	181.0	-13.0	0.0	0.0	294.2	142.4	-67.3	-67.3	
5	1517.5	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	27.8	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	234.8	558.4	-226.9	0.0	0.0	557.3	411.2	49.5	49.5	
6	1851.1	1598.2	0.0	0.0	0.0	0.0	125.6	127.3	127.3	126.7
PANAMA	676.4	280.0	-228.1	0.0	0.0	546.2	1224.9	-54.2	-54.2	
7	116.5	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	59.4	59.4	60.0
ACANAL	18.2	9.3	-15.9	0.0	0.0	0.0	17.4	7.4	7.4	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7344.9	7088.8	0.0	0.0	0.0	0.0	256.1	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1711.5	2131.6	-464.3	0.0	0.0	2725.3	2769.5	0.0	0.0	

Contingencia 13:– Mata de Nance – Caldera



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 13:43
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT13

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	2.9	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9972	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	2.9	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9972	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.9	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9972	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.8	12.0	-5.0	1.0000	22.9	0.9776	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.8	12.0	-5.0	1.0000	22.9	0.9776	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-1.6	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9981	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-1.6	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9981	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	15.4	50.0	-50.0	1.0100	95.3	0.9871	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	71.0	15.8	30.0	-25.0	1.0200	71.3	0.9761	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	69.1	15.7	30.0	-25.0	1.0200	69.5	0.9753	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.2	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9813	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.2	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9813	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-2.8	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9996	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	0.6	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9972	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9742	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9742	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9917	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9917	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.5	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9985	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.5	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9985	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-8.7	14.0	-14.0	1.0000	43.0	0.9791	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-8.7	14.0	-14.0	1.0000	43.0	0.9791	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	0.1	7.8	-7.0	1.0000	12.1	1.0000	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	0.1	7.8	-7.0	1.0000	12.1	1.0000	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-3.6	7.8	-7.0	1.0000	16.5	0.9756	25.0			64	6

6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-3.6	7.8	-7.0	1.0000	16.5	0.9756	25.0	64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-5.4	8.0	-8.0	1.0000	27.1	0.9802	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-5.4	8.0	-8.0	1.0000	27.1	0.9802	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9974	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9974	7.5	64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0163	59.9	0.9850	152.3	63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0064	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0064	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9535	5.4	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.7	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9914	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.7	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9914	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9535	4.9	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9730	2.9	0.9122	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9730	2.9	0.9122	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9729	5.4	0.9084	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.7	-0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9972	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.7	-0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9972	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.7	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9686	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.7	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9686	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.5	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9964	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.5	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9964	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9965	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9965	4.1	64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.7	2.5	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.8851	5.6	64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0222	3.8	0.8675	4.4	64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9961	7.5	64	6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9961	7.5	64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0050	27.6	0.9576	33.0	64	6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0050	27.6	0.9576	33.0	64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0074	23.3	0.9074	24.9	64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	0.4	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9996	18.5	64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	0.4	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9996	18.5	64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	0.6	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9992	18.5	64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	0.6	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9992	18.5	64	6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	0.6	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9992	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9996	5.0	0.8892	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0206	4.8	0.8622	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0206	4.8	0.8622	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.8	2.2	-2.2	1.0000	4.6	0.9222	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.8	2.2	-2.2	1.0000	4.6	0.9222	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9681	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9681	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9998	35.3	64	6

6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9998	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9998	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.2	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9138	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.2	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9138	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9473	5.8	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9473	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9718	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9718	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000		G1	4.9	1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9619	5.6	63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000		G2	4.9	1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9619	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.2	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9209	3.3	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.2	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9209	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	-1.6	1.6	-1.6	0.9938	3.5	0.8897	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	-1.6	1.6	-1.6	0.9938	3.5	0.8897	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0011	13.7	0.8894	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0011	13.7	0.8894	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0654	281.6	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.0	1.8	-1.8	1.0000	3.7	0.9635	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9808	4.6	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9808	4.6	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9969	17.9	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9969	17.9	0.8892	18.5	64	6
6843	BUR13C	13.800	G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9969	17.9	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0221	4.0	0.8678	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9707	9.8	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9707	9.8	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9707	2.0	0.9058	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	3.2	9.0	-9.0	1.0000	16.7	0.9819	20.5	64	6
6881	CHAIIG1 13.81	3.800	G1	101.6	8.8	52.3	-52.3	1.0100	101.0	0.9963	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	194.0	300.0	-225.0	1.0528	184.2	0.0000	300.0	61	6
SUBSYSTEM TOTALS				1848.2	623.0	1495.9	-1233.0				2995.8		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 13:43
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT13
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.2	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9999	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	21.5	7.5	11.0	0.0	1.0100	22.6	0.9436	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	26.6	9.4	15.0	0.0	1.0100	28.0	0.9431	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.7	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9992	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.2	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9999	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				116.5	18.5	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 13:43
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT13

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0158	233.64	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0091	232.08	6014	PRO230	230.00	6	1.0141	233.25
6100	BAY230	230.00	6	1.0292	236.72	6103	COP23O	230.00	6	1.0133	233.07
6171	PAC230	230.00	6	1.0189	234.35	6260	CHA 230	230.00	6	1.0144	233.31
6263	ESP230	230.00	6	1.0139	233.20	6330	BAI230	230.00	6	1.0134	233.08
6340	CAN 230	230.00	6	1.0013	230.31	6363	ZAM230	230.00	6	1.0053	231.22
6366	EVA230	230.00	6	1.0082	231.89	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0054	231.25
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0154	233.53	6430	ANTON230	230.00	6	1.0174	233.99
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0232	235.35	6590	24DIC230	230.00	6	1.0141	233.23
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0168	233.87	6690	DOM230	230.00	6	1.0237	235.46
6691	ALTO230	230.00	6	1.0254	235.84	6695	PANDO230	230.00	6	1.0248	235.70
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0247	235.68	6790	SMA230	230.00	6	1.0100	232.29
6840	BUR230	230.00	6	1.0175	234.03	6880	CHAII230	230.00	6	1.0134	233.07

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9949	228.82	6005	CHO230	230.00	6	0.9823	225.92
6011	MDN230	230.00	6	0.9962	229.13	6096	FOR230	230.00	6	0.9986	229.68
6105	PAM230	230.00	6	0.9823	225.92	6178	EST230	230.00	6	0.9946	228.76
6179	GUA230	230.00	6	0.9947	228.79	6182	VEL230	230.00	6	0.9928	228.35
6240	LGU 230	230.00	6	0.9918	228.11	6360	GLA230	230.00	6	1.0000	230.00
6760	SBA230	230.00	6	0.9958	229.04	6860	BBL230	230.00	6	0.9934	228.49
6870	TABII230	230.00	6	0.9936	228.54						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 13:43
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT13

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0244	117.80	6004	PANII115	115.00	6	1.0160	116.84
6009	LSA115	115.00	6	1.0224	117.57	6012	MDN115	115.00	6	1.0010	115.12
6015	PRO115	115.00	6	1.0094	116.08	6018	CAC115	115.00	6	1.0238	117.74
6019	CVI115A	115.00	6	1.0102	116.17	6024	CHI115	115.00	6	1.0116	116.33
6027	LOC115A	115.00	6	1.0146	116.68	6032	MAR115A	115.00	6	1.0120	116.38
6036	SMA115	115.00	6	1.0232	117.67	6040	SFR115	115.00	6	1.0103	116.19
6047	CLA115	115.00	6	1.0065	115.75	6055	MOS115B	115.00	6	1.0216	117.48
6057	TOC115	115.00	6	1.0132	116.52	6059	LM1115	115.00	6	1.0169	116.95
6060	LM2115	115.00	6	1.0171	116.97	6066	FFIELD	115.00	6	1.0102	116.17
6074	LMDIST	115.00	6	1.0170	116.96	6087	CAL115	115.00	6	1.0086	115.98
6088	LES115	115.00	6	1.0117	116.34	6092	LVA115	115.00	6	1.0088	116.01
6123	MIR115	115.00	7	1.0339	118.89	6170	CPA115	115.00	6	1.0185	117.13
6173	STR115	115.00	6	1.0180	117.07	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0214	117.46
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0214	117.46	6210	TIN115	115.00	6	1.0201	117.31
6211	PM115-9	115.00	6	1.0208	117.39	6230	CBA115	115.00	6	1.0127	116.46
6261	CHA 115	115.00	6	1.0063	115.73	6270	CAT 115	115.00	6	1.0172	116.98
6280	GIR 115	115.00	6	1.0185	117.13	6290	CATII 11	115.00	6	1.0171	116.96
6331	BAI115	115.00	6	1.0010	115.11	6332	BAM115	115.00	6	1.0043	115.50
6350	PM115-8	115.00	6	1.0182	117.09	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0094	116.08
6580	LBO115	115.00	6	1.0097	116.11						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

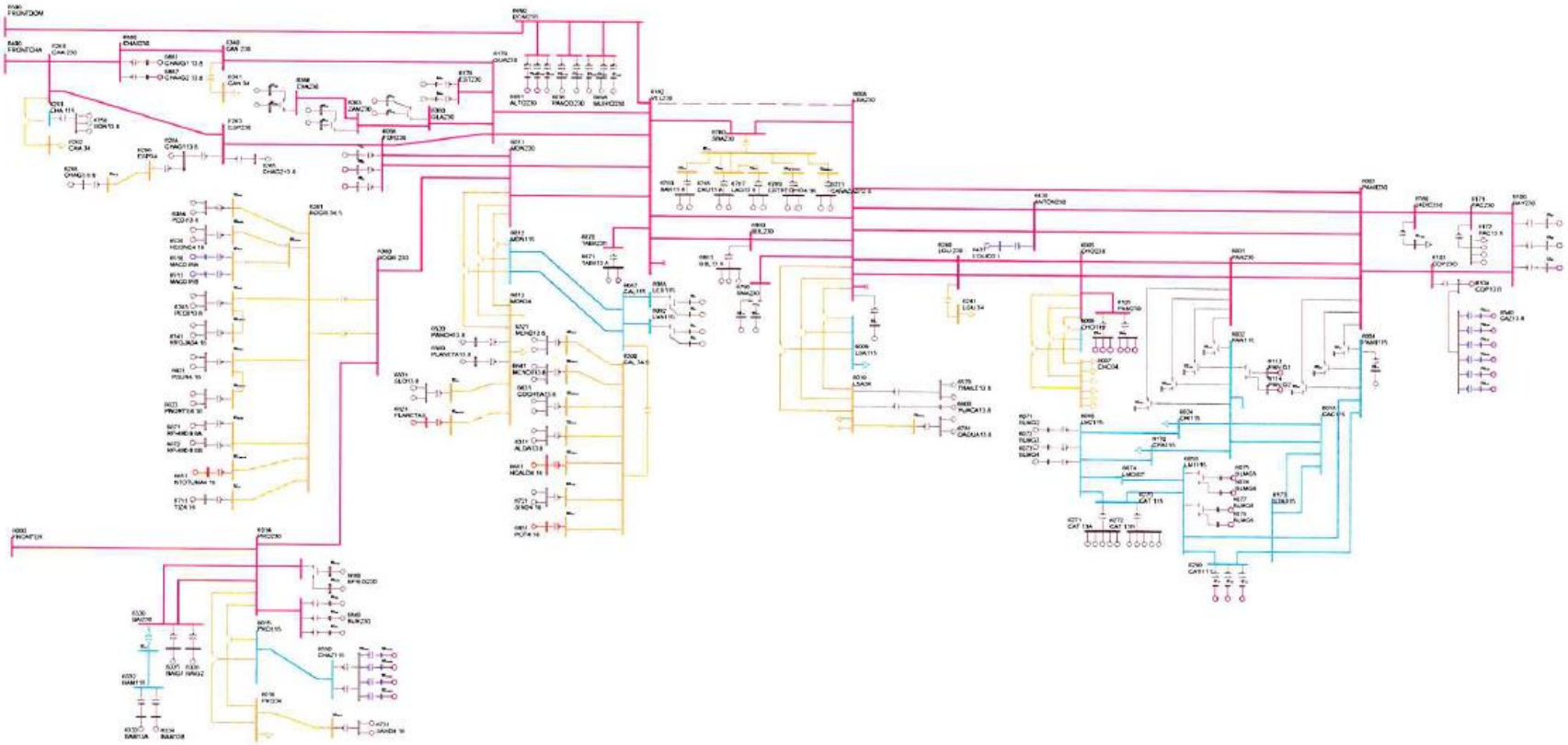
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9651	110.99						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, MAY 16 2011  13:43
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT13
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6012 MDN115      115.00     6   6087 CAL115      115.00*    6  15   154.9    93.0   166.6   175.0    88.5    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    59.8    62.5    95.6    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.6    54.0    97.4    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, MAY 16 2011  13:43
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT13
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 13:43
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT13 IN MW/MVAR

	FROM GENE-	TO LOAD AT AREA	TO BUS	TO GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	1014.4	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	21.7	-186.7	-186.7	-186.7
GUATEMAL	208.1	340.6	222.0	0.0	0.0	608.6	255.7	-1.7	-1.7	
2	1137.6	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.6	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	269.1	367.1	-182.0	0.0	0.0	243.4	297.1	30.3	30.3	
3	1234.5	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	29.3	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	356.0	395.2	-20.4	0.0	0.0	475.5	420.7	36.0	36.0	
4	473.3	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-51.1	181.0	-13.0	0.0	0.0	294.2	142.4	-67.3	-67.3	
5	1517.5	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	27.8	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	234.6	558.4	-226.9	0.0	0.0	557.4	411.2	49.3	49.3	
6	1848.2	1598.2	0.0	0.0	0.0	0.0	122.7	127.3	127.3	126.7
PANAMA	623.0	280.0	-227.6	0.0	0.0	558.4	1183.3	-54.3	-54.3	
7	116.5	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	59.4	59.4	60.0
ACANAL	18.5	9.3	-15.9	0.0	0.0	0.0	17.5	7.7	7.7	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7342.0	7088.8	0.0	0.0	0.0	0.0	253.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1658.2	2131.6	-463.8	0.0	0.0	2737.5	2727.9	0.0	0.0	

Contingencia 21:– Llano Sánchez – Veladero



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 14:25
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT21
AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	2.4	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9981	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	2.4	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9981	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.3	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9981	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.9	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9766	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.9	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9766	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-1.5	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9984	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-1.5	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9984	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	19.8	50.0	-50.0	1.0100	96.1	0.9790	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	79.6	16.4	30.0	-25.0	1.0200	79.7	0.9794	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	79.6	16.4	30.0	-25.0	1.0200	79.7	0.9794	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	12.1	29.0	-29.0	1.0000	58.3	0.9782	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	12.1	29.0	-29.0	1.0000	58.3	0.9782	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-1.4	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9999	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	2.0	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9998	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9980	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9740	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9740	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9917	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9917	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.6	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9981	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.6	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9981	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-7.4	14.0	-14.0	1.0000	42.8	0.9848	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-7.4	14.0	-14.0	1.0000	42.8	0.9848	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	3.4	7.8	-7.0	1.0000	12.5	0.9618	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	3.4	7.8	-7.0	1.0000	12.5	0.9618	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-0.6	7.8	-7.0	1.0000	16.1	0.9992	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-0.6	7.8	-7.0	1.0000	16.1	0.9992	25.0			64	6

6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-2.5	8.0	-8.0	1.0000	26.7	0.9954	33.0	64 6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-2.5	8.0	-8.0	1.0000	26.7	0.9954	33.0	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.3	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9995	12.5	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.3	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9995	12.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.6	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9954	7.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.6	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9954	7.5	64 6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0089	60.4	0.9850	152.3	63 6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0056	1.6	0.9985	2.1	64 6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0056	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9539	5.4	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.7	-0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9971	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.7	-0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9971	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9539	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9650	3.0	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9650	3.0	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9650	5.5	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.7	-0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9999	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.7	-0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9999	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.7	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9780	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.7	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9780	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.5	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9968	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.5	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9968	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9954	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9954	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.7	2.5	2.5	-2.5	0.9991	5.4	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0221	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9958	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9958	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0029	27.7	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0029	27.7	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0058	23.3	0.9074	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	2.4	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9886	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	2.4	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9886	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	2.6	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9868	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	2.6	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9868	18.5	64 6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	2.6	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9868	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9988	5.0	0.8892	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0205	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0205	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.4	2.2	-2.2	1.0000	4.5	0.9477	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.4	2.2	-2.2	1.0000	4.5	0.9477	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9750	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9750	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6

6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3		64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	4.0	4.0	-4.0	0.9969	8.2	0.8757	9.0		63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	4.0	4.0	-4.0	0.9969	8.2	0.8757	9.0		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	2.2	2.6	-2.6	1.0000	5.1	0.9010	5.8		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	2.2	2.6	-2.6	1.0000	5.1	0.9010	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.7	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9376	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.7	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9376	5.8		63	6
6769	ESTRECHO4.164	2000	G1	4.9	2.0	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.9240	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164	2000	G2	4.9	2.0	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.9240	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9947	3.2	0.8885	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9947	3.2	0.8885	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	0.9	1.6	-1.6	0.9900	3.2	0.9582	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	0.9	1.6	-1.6	0.9900	3.2	0.9582	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	3.1	6.2	-6.2	1.0000	12.5	0.9691	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	3.1	6.2	-6.2	1.0000	12.5	0.9691	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0514	285.3	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.3	1.8	-1.8	1.0000	3.8	0.9361	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9812	4.6	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9812	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9949	17.9	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9949	17.9	0.8892	18.5		64	6
6843	BUR13C	13.800	G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9949	17.9	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0221	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9534	10.0	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9534	10.0	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9534	2.1	0.9058	2.1		64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	9.0	9.0	-9.0	0.9985	18.7	0.8761	20.5		64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	101.6	10.4	52.3	-52.3	1.0100	101.2	0.9948	118.9		64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	242.4	300.0	-225.0	1.0669	227.2	0.0000	300.0		61	6
SUBSYSTEM TOTALS				1867.2	751.4	1495.9	-1233.0				2995.8			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 14:25
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT21
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.1	8.0	0.0	1.0100	16.9	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	21.5	7.5	11.0	0.0	1.0100	22.5	0.9442	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	26.6	9.3	15.0	0.0	1.0100	28.0	0.9437	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.6	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9993	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.1	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9999	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9998	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9998	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				116.5	18.2	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 14:25
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0139	233.19	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6014	PRO230	230.00	6	1.0120	232.77	6100	BAY230	230.00	6	1.0295	236.79
6103	COP23O	230.00	6	1.0134	233.07	6171	PAC230	230.00	6	1.0189	234.36
6260	CHA 230	230.00	6	1.0125	232.87	6263	ESP230	230.00	6	1.0120	232.76
6330	BAI230	230.00	6	1.0116	232.68	6363	ZAM230	230.00	6	1.0011	230.26
6366	EVA230	230.00	6	1.0043	230.98	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0020	230.46
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0136	233.14	6430	ANTON230	230.00	6	1.0099	232.28
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0216	234.96	6590	24DIC230	230.00	6	1.0141	233.23
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0147	233.39	6690	DOM230	230.00	6	1.0220	235.07
6691	ALTO230	230.00	6	1.0237	235.45	6695	PANDO230	230.00	6	1.0237	235.46
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0236	235.44	6840	BUR230	230.00	6	1.0154	233.55
6880	CHAII230	230.00	6	1.0112	232.57						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9944	228.71	6005	CHO230	230.00	6	0.9787	225.09
6008	LSA230	230.00	6	0.9943	228.69	6011	MDN230	230.00	6	0.9908	227.89
6096	FOR230	230.00	6	0.9938	228.58	6105	PAM230	230.00	6	0.9787	225.09
6178	EST230	230.00	6	0.9894	227.56	6179	GUA230	230.00	6	0.9895	227.58
6182	VEL230	230.00	6	0.9775	224.83	6240	LGU 230	230.00	6	0.9817	225.79
6340	CAN 230	230.00	6	0.9973	229.38	6360	GLA230	230.00	6	0.9953	228.93
6760	SBA230	230.00	6	0.9740	224.01	6790	SMA230	230.00	6	0.9958	229.04
6860	BBL230	230.00	6	0.9757	224.41	6870	TABII230	230.00	6	0.9791	225.18

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 14:25
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0247	117.84	6004	PANII115	115.00	6	1.0215	117.47
6009	LSA115	115.00	6	1.0091	116.05	6012	MDN115	115.00	6	1.0010	115.12
6015	PRO115	115.00	6	1.0078	115.89	6018	CAC115	115.00	6	1.0242	117.79
6019	CVI115A	115.00	6	1.0143	116.65	6024	CHI115	115.00	6	1.0122	116.41
6027	LOC115A	115.00	6	1.0154	116.78	6032	MAR115A	115.00	6	1.0127	116.46
6036	SMA115	115.00	6	1.0236	117.71	6040	SFR115	115.00	6	1.0118	116.35
6047	CLA115	115.00	6	1.0072	115.82	6055	MOS115B	115.00	6	1.0219	117.52
6057	TOC115	115.00	6	1.0187	117.15	6059	LM1115	115.00	6	1.0180	117.07
6060	LM2115	115.00	6	1.0182	117.09	6066	FFIELD	115.00	6	1.0113	116.30
6074	LMDIST	115.00	6	1.0181	117.08	6087	CAL115	115.00	6	1.0082	115.94
6088	LES115	115.00	6	1.0113	116.30	6092	LVA115	115.00	6	1.0084	115.97
6123	MIR115	115.00	7	1.0342	118.93	6170	CPA115	115.00	6	1.0194	117.23
6173	STR115	115.00	6	1.0194	117.24	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0224	117.57
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0224	117.57	6210	TIN115	115.00	6	1.0204	117.35
6211	PM115-9	115.00	6	1.0211	117.43	6230	CBA115	115.00	6	1.0138	116.58
6261	CHA 115	115.00	6	1.0050	115.57	6270	CAT 115	115.00	6	1.0183	117.11
6280	GIR 115	115.00	6	1.0194	117.23	6290	CATII 11	115.00	6	1.0182	117.09
6332	BAM115	115.00	6	1.0033	115.38	6350	PM115-8	115.00	6	1.0187	117.15
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0078	115.89	6580	LBO115	115.00	6	1.0138	116.59

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

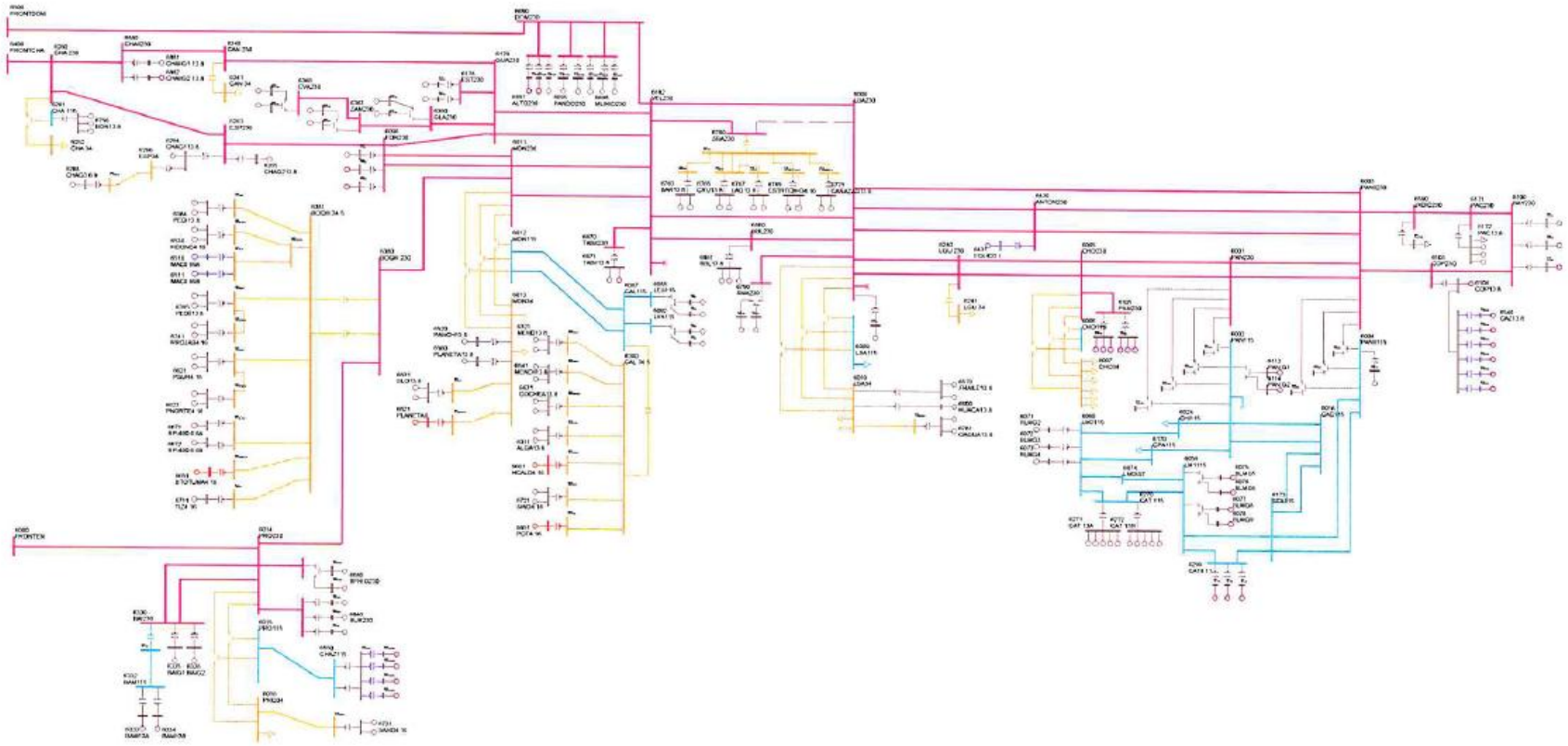
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9614	110.56	6331	BAI115	115.00	6	0.9996	114.96

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, MAY 16 2011  14:25
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT21
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6008 LSA230      230.00     6   6760 SBA230      230.00*    6  4A   381.5   314.0   121.5   450.0    84.8    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    59.7    62.5    95.6    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.6    54.0    97.4    --      --      --      --
   6182 VEL230      230.00*    6   6760 SBA230      230.00     6  4B   334.7   314.0   106.6   450.0    74.4    --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, MAY 16 2011  14:25
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT21
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 16 2011 14:25
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT21 IN MW/MVAR

	FROM GENE-	TO LOAD AT AREA	TO BUS	TO GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	1014.4	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	21.7	-186.7	-186.7	-186.7
GUATEMAL	208.1	340.6	222.0	0.0	0.0	608.6	255.7	-1.7	-1.7	
2	1137.6	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.6	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	269.1	367.1	-182.0	0.0	0.0	243.4	297.1	30.4	30.4	
3	1234.5	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	29.3	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	356.0	395.2	-20.4	0.0	0.0	475.5	420.7	36.0	36.0	
4	473.3	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-51.0	181.0	-13.0	0.0	0.0	294.2	142.4	-67.2	-67.2	
5	1517.5	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	27.8	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	238.4	558.4	-226.8	0.0	0.0	557.0	411.5	52.3	52.3	
6	1867.2	1598.2	0.0	0.0	0.0	0.0	141.7	127.4	127.4	126.7
PANAMA	751.4	280.0	-228.1	0.0	0.0	531.8	1288.4	-57.1	-57.1	
7	116.5	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	59.4	59.4	60.0
ACANAL	18.2	9.3	-15.9	0.0	0.0	0.0	17.4	7.4	7.4	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7361.0	7088.8	0.0	0.0	0.0	0.0	272.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1790.3	2131.6	-464.2	0.0	0.0	2710.5	2833.4	0.0	0.0	

Contingencia 22: Llano Sánchez – San Bartolo



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:51
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT22
AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	2.3	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9982	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	2.3	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9982	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.3	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9982	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	5.0	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9763	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	5.0	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9763	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-1.4	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9985	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-1.4	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9985	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	20.0	50.0	-50.0	1.0100	96.1	0.9785	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	80.8	16.5	30.0	-25.0	1.0200	80.9	0.9798	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	80.8	16.5	30.0	-25.0	1.0200	80.9	0.9798	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	12.1	29.0	-29.0	1.0000	58.3	0.9781	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	12.1	29.0	-29.0	1.0000	58.3	0.9781	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-1.3	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9999	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	2.1	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9998	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9981	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9981	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9981	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9981	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9981	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9981	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9981	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9981	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9981	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9981	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9740	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9740	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9916	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9916	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.6	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9981	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.6	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9981	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-7.4	14.0	-14.0	1.0000	42.8	0.9851	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-7.4	14.0	-14.0	1.0000	42.8	0.9851	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	3.6	7.8	-7.0	1.0000	12.6	0.9581	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	3.6	7.8	-7.0	1.0000	12.6	0.9581	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-0.5	7.8	-7.0	1.0000	16.1	0.9996	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-0.5	7.8	-7.0	1.0000	16.1	0.9996	25.0			64	6

6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-2.4	8.0	-8.0	1.0000	26.7	0.9960	33.0	64 6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-2.4	8.0	-8.0	1.0000	26.7	0.9960	33.0	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.3	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9995	12.5	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.3	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9995	12.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.6	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9953	7.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.6	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9953	7.5	64 6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0079	60.4	0.9850	152.3	63 6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0056	1.6	0.9985	2.1	64 6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0056	1.6	0.9985	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9538	5.4	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.7	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9974	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.7	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9974	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9538	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9643	3.0	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9643	3.0	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9642	5.5	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.7	-0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9999	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.7	-0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9999	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.7	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9786	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.7	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9786	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.5	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9970	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.5	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9970	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9951	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9951	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.7	2.5	2.5	-2.5	0.9991	5.4	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0221	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9957	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9957	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0027	27.7	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0027	27.7	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0057	23.3	0.9074	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	2.5	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9877	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	2.5	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9877	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	2.7	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9858	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	2.7	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9858	18.5	64 6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	2.7	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9858	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9987	5.0	0.8892	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0205	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0205	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.4	2.2	-2.2	1.0000	4.5	0.9490	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.4	2.2	-2.2	1.0000	4.5	0.9490	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9754	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9754	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6

6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3			64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.7	4.0	-4.0	1.0000	8.1	0.8875	9.0			63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.7	4.0	-4.0	1.0000	8.1	0.8875	9.0			63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.9	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9265	5.8			63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.9	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9265	5.8			63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9569	5.8			63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9569	5.8			63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000		G1	4.9	1.7	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9452	5.6			63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000		G2	4.9	1.7	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9452	5.6			63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9998	3.2	0.8885	3.3			63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9998	3.2	0.8885	3.3			63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.3	1.6	-1.6	0.9900	3.4	0.9164	3.6			63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	1.3	1.6	-1.6	0.9900	3.4	0.9164	3.6			63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	4.4	6.2	-6.2	1.0000	12.9	0.9410	14.2			63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	4.4	6.2	-6.2	1.0000	12.9	0.9410	14.2			63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0496	285.8	0.0000	300.0			63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.2	1.8	-1.8	1.0000	3.8	0.9439	4.1			64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9811	4.6	0.8892	4.7			64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9811	4.6	0.8892	4.7			64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9948	17.9	0.8892	18.5			64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9948	17.9	0.8892	18.5			64	6
6843	BUR13C	13.800	G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9948	17.9	0.8892	18.5			64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0220	4.0	0.8678	4.6			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9523	10.0	0.9059	10.1			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9523	10.0	0.9059	10.1			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9523	2.1	0.9058	2.1			64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	9.0	9.0	-9.0	0.9977	18.7	0.8761	20.5			64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	101.6	10.5	52.3	-52.3	1.0100	101.2	0.9947	118.9			64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	248.6	300.0	-225.0	1.0687	232.6	0.0000	300.0			61	6
SUBSYSTEM TOTALS				1869.8	761.2	1495.9	-1233.0				2995.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:51
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT22
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.1	8.0	0.0	1.0100	16.9	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	21.5	7.5	11.0	0.0	1.0100	22.5	0.9443	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	26.6	9.3	15.0	0.0	1.0100	28.0	0.9438	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.6	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9994	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.1	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9999	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9998	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.2	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9998	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				116.5	18.2	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:51
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT22

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0138	233.16	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6014	PRO230	230.00	6	1.0119	232.74	6100	BAY230	230.00	6	1.0295	236.79
6103	COP23O	230.00	6	1.0134	233.07	6171	PAC230	230.00	6	1.0189	234.36
6260	CHA 230	230.00	6	1.0124	232.85	6263	ESP230	230.00	6	1.0119	232.73
6330	BAI230	230.00	6	1.0115	232.65	6363	ZAM230	230.00	6	1.0009	230.21
6366	EVA230	230.00	6	1.0040	230.93	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0018	230.41
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0135	233.12	6430	ANTON230	230.00	6	1.0090	232.06
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0215	234.94	6590	24DIC230	230.00	6	1.0141	233.23
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0146	233.36	6690	DOM230	230.00	6	1.0220	235.05
6691	ALTO230	230.00	6	1.0236	235.43	6695	PANDO230	230.00	6	1.0237	235.45
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0236	235.42	6840	BUR230	230.00	6	1.0153	233.52
6880	CHAII230	230.00	6	1.0111	232.54						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9944	228.70	6005	CHO230	230.00	6	0.9782	224.99
6008	LSA230	230.00	6	0.9924	228.26	6011	MDN230	230.00	6	0.9905	227.81
6096	FOR230	230.00	6	0.9936	228.52	6105	PAM230	230.00	6	0.9782	224.99
6178	EST230	230.00	6	0.9891	227.50	6179	GUA230	230.00	6	0.9892	227.51
6182	VEL230	230.00	6	0.9768	224.66	6240	LGU 230	230.00	6	0.9804	225.49
6340	CAN 230	230.00	6	0.9971	229.33	6360	GLA230	230.00	6	0.9951	228.87
6760	SBA230	230.00	6	0.9843	226.38	6790	SMA230	230.00	6	0.9940	228.63
6860	BBL230	230.00	6	0.9746	224.16	6870	TABII230	230.00	6	0.9783	225.01

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:51
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT22

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0248	117.85	6004	PANII115	115.00	6	1.0222	117.55
6009	LSA115	115.00	6	1.0075	115.87	6012	MDN115	115.00	6	1.0008	115.09
6015	PRO115	115.00	6	1.0077	115.88	6018	CAC115	115.00	6	1.0243	117.79
6019	CVI115A	115.00	6	1.0149	116.71	6024	CHI115	115.00	6	1.0123	116.42
6027	LOC115A	115.00	6	1.0156	116.79	6032	MAR115A	115.00	6	1.0128	116.47
6036	SMA115	115.00	6	1.0236	117.72	6040	SFR115	115.00	6	1.0120	116.38
6047	CLA115	115.00	6	1.0073	115.83	6055	MOS115B	115.00	6	1.0219	117.52
6057	TOC115	115.00	6	1.0194	117.24	6059	LM1115	115.00	6	1.0182	117.09
6060	LM2115	115.00	6	1.0183	117.11	6066	FFIELD	115.00	6	1.0114	116.31
6074	LMDIST	115.00	6	1.0183	117.10	6087	CAL115	115.00	6	1.0080	115.92
6088	LES115	115.00	6	1.0112	116.29	6092	LVA115	115.00	6	1.0083	115.95
6123	MIR115	115.00	7	1.0342	118.94	6170	CPA115	115.00	6	1.0195	117.24
6173	STR115	115.00	6	1.0196	117.26	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0225	117.59
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0225	117.59	6210	TIN115	115.00	6	1.0205	117.35
6211	PM115-9	115.00	6	1.0212	117.44	6230	CBA115	115.00	6	1.0139	116.60
6261	CHA 115	115.00	6	1.0049	115.56	6270	CAT 115	115.00	6	1.0185	117.12
6280	GIR 115	115.00	6	1.0195	117.24	6290	CATII 11	115.00	6	1.0183	117.11
6332	BAM115	115.00	6	1.0032	115.37	6350	PM115-8	115.00	6	1.0188	117.16
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0077	115.88	6580	LBO115	115.00	6	1.0144	116.65

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9609	110.51	6331	BAI115	115.00	6	0.9995	114.95

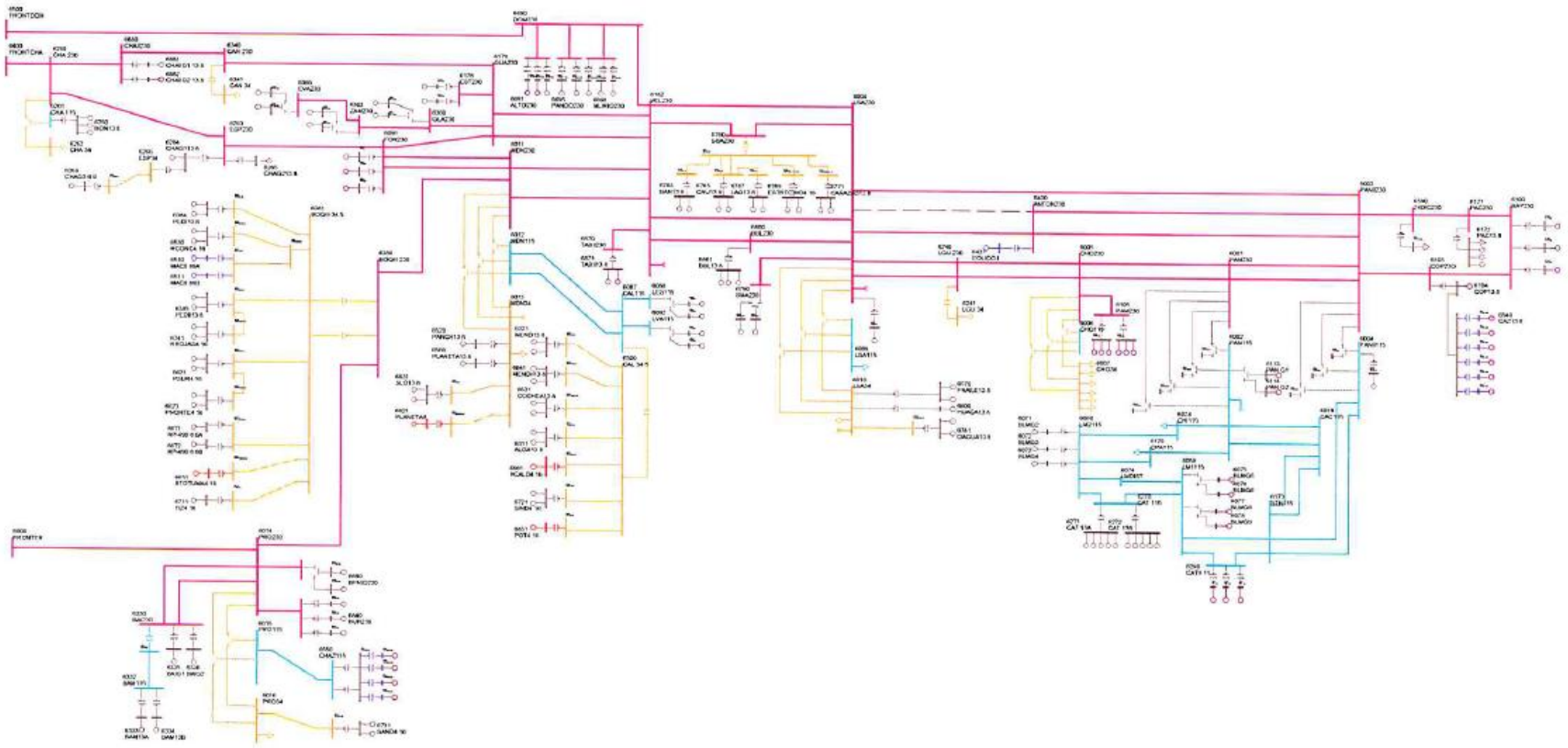
```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, MAY 18 2011   8:51
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT22
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6008 LSA230      230.00     6   6182 VEL230      230.00*    6  15   371.0   314.0   118.1   450.0    82.4    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    59.7    62.5    95.6    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.6    54.0    97.4    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, MAY 18 2011   8:51
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT22
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:51
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT22

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1014.4	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	21.7	-186.7	-186.7	-186.7
GUATEMAL	208.1	340.6	222.0	0.0	0.0	608.6	255.7	-1.7	-1.7	
2	1137.6	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.6	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	269.1	367.1	-182.0	0.0	0.0	243.4	297.1	30.4	30.4	
3	1234.5	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	29.3	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	356.0	395.2	-20.4	0.0	0.0	475.5	420.7	36.0	36.0	
4	473.3	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-51.0	181.0	-13.0	0.0	0.0	294.2	142.4	-67.2	-67.2	
5	1517.5	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	27.8	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	238.6	558.4	-226.8	0.0	0.0	556.9	411.5	52.4	52.4	
6	1869.8	1598.2	0.0	0.0	0.0	0.0	144.2	127.4	127.4	126.7
PANAMA	761.2	280.0	-228.1	0.0	0.0	538.3	1305.0	-57.2	-57.2	
7	116.5	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	59.4	59.4	60.0
ACANAL	18.2	9.3	-15.9	0.0	0.0	0.0	17.4	7.4	7.4	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7363.5	7088.8	0.0	0.0	0.0	0.0	274.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1800.3	2131.6	-464.3	0.0	0.0	2717.0	2849.9	0.0	0.0	

Contingencia 23: Llano Sánchez – Antón



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:56
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT23
AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	2.6	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9977	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	2.6	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9977	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.5	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9978	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.3	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9820	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.3	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9820	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.2	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9965	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.2	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9965	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	15.7	50.0	-50.0	1.0100	95.3	0.9867	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	71.2	15.8	30.0	-25.0	1.0200	71.5	0.9762	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	71.2	15.8	30.0	-25.0	1.0200	71.5	0.9762	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.3	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9809	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.3	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9809	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-2.7	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9996	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	0.7	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9977	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9977	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9977	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9977	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9977	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9977	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9977	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9977	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9977	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.6	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9977	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9748	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9748	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9920	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9920	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.5	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9985	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.5	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9985	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-8.7	14.0	-14.0	1.0000	43.0	0.9792	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-8.7	14.0	-14.0	1.0000	43.0	0.9792	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	0.5	7.8	-7.0	1.0000	12.1	0.9991	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	0.5	7.8	-7.0	1.0000	12.1	0.9991	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-3.2	7.8	-7.0	1.0000	16.4	0.9803	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-3.2	7.8	-7.0	1.0000	16.4	0.9803	25.0			64	6

6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-5.0	8.0	-8.0	1.0000	27.1	0.9827	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-5.0	8.0	-8.0	1.0000	27.1	0.9827	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	1.0000	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9975	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9975	7.5	64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0127	60.2	0.9850	152.3	63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0064	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0064	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9570	5.4	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.7	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9913	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.7	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9913	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9570	4.9	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9682	2.9	0.9122	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9682	2.9	0.9122	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9682	5.5	0.9084	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.7	-0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9971	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.7	-0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9971	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.7	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9685	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.7	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9685	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.7	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9939	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.7	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9939	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9996	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9996	4.1	64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.7	2.5	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.8851	5.6	64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0225	3.8	0.8675	4.4	64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9961	7.5	64	6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9961	7.5	64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0050	27.6	0.9576	33.0	64	6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0050	27.6	0.9576	33.0	64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0072	23.3	0.9074	24.9	64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9989	18.5	64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9989	18.5	64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	0.9	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9983	18.5	64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	0.9	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9983	18.5	64	6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	0.9	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9983	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9996	5.0	0.8892	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0209	4.8	0.8622	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0209	4.8	0.8622	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.8	2.2	-2.2	1.0000	4.6	0.9227	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.8	2.2	-2.2	1.0000	4.6	0.9227	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9681	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9681	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9998	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9998	35.3	64	6

6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.2	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9998	35.3		64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.4	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9051	9.0		63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.4	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9051	9.0		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.7	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9405	5.8		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.7	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9405	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9670	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9670	5.8		63	6
6769	ESTRECHO4.164	2000	G1	4.9	1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9565	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164	2000	G2	4.9	1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9565	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.3	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9098	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.3	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9098	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	-1.0	1.6	-1.6	0.9900	3.3	0.9535	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	-1.0	1.6	-1.6	0.9900	3.3	0.9535	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-2.6	6.2	-6.2	1.0000	12.4	0.9779	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-2.6	6.2	-6.2	1.0000	12.4	0.9779	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0593	283.2	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0028	4.0	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9844	4.6	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9844	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9969	17.9	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9969	17.9	0.8892	18.5		64	6
6843	BUR13C	13.800	G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9969	17.9	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0224	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9677	9.8	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9677	9.8	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9677	2.0	0.9058	2.1		64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	4.3	9.0	-9.0	1.0000	16.9	0.9668	20.5		64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	101.6	8.9	52.3	-52.3	1.0100	101.0	0.9962	118.9		64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	228.8	300.0	-225.0	1.0629	215.3	0.0000	300.0		61	6
SUBSYSTEM TOTALS				1850.5	668.3	1495.9	-1233.0				2995.8			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:56
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT23
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.2	8.0	0.0	1.0100	16.9	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	21.5	7.5	11.0	0.0	1.0100	22.6	0.9438	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	26.6	9.4	15.0	0.0	1.0100	28.0	0.9433	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.7	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9993	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.2	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9999	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				116.5	18.4	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:56
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT23

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0158	233.63	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0026	230.61	6014	PRO230	230.00	6	1.0141	233.24
6100	BAY230	230.00	6	1.0293	236.73	6103	COP23O	230.00	6	1.0133	233.07
6171	PAC230	230.00	6	1.0189	234.35	6260	CHA 230	230.00	6	1.0142	233.26
6263	ESP230	230.00	6	1.0138	233.16	6330	BAI230	230.00	6	1.0134	233.08
6340	CAN 230	230.00	6	1.0009	230.20	6363	ZAM230	230.00	6	1.0048	231.10
6366	EVA230	230.00	6	1.0077	231.77	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0054	231.25
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0152	233.49	6430	ANTON230	230.00	6	1.0137	233.15
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0230	235.29	6590	24DIC230	230.00	6	1.0141	233.23
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0168	233.86	6690	DOM230	230.00	6	1.0235	235.40
6691	ALTO230	230.00	6	1.0251	235.78	6695	PANDO230	230.00	6	1.0246	235.67
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0245	235.64	6790	SMA230	230.00	6	1.0038	230.87
6840	BUR230	230.00	6	1.0175	234.02	6880	CHAII230	230.00	6	1.0131	233.02

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9943	228.68	6005	CHO230	230.00	6	0.9787	225.11
6011	MDN230	230.00	6	0.9963	229.15	6096	FOR230	230.00	6	0.9983	229.61
6105	PAM230	230.00	6	0.9787	225.11	6178	EST230	230.00	6	0.9940	228.61
6179	GUA230	230.00	6	0.9941	228.63	6182	VEL230	230.00	6	0.9901	227.72
6240	LGU 230	230.00	6	0.9850	226.55	6360	GLA230	230.00	6	0.9994	229.86
6760	SBA230	230.00	6	0.9919	228.13	6860	BBL230	230.00	6	0.9904	227.78
6870	TABII230	230.00	6	0.9910	227.94						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:56
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT23

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0244	117.81	6004	PANII115	115.00	6	1.0199	117.29
6009	LSA115	115.00	6	1.0162	116.86	6012	MDN115	115.00	6	1.0050	115.57
6015	PRO115	115.00	6	1.0094	116.08	6018	CAC115	115.00	6	1.0239	117.75
6019	CVI115A	115.00	6	1.0131	116.51	6024	CHI115	115.00	6	1.0119	116.37
6027	LOC115A	115.00	6	1.0150	116.73	6032	MAR115A	115.00	6	1.0123	116.41
6036	SMA115	115.00	6	1.0233	117.68	6040	SFR115	115.00	6	1.0112	116.29
6047	CLA115	115.00	6	1.0068	115.78	6055	MOS115B	115.00	6	1.0216	117.48
6057	TOC115	115.00	6	1.0171	116.97	6059	LM1115	115.00	6	1.0176	117.03
6060	LM2115	115.00	6	1.0178	117.05	6066	FFIELD	115.00	6	1.0109	116.25
6074	LMDIST	115.00	6	1.0177	117.04	6087	CAL115	115.00	6	1.0105	116.20
6088	LES115	115.00	6	1.0134	116.54	6092	LVA115	115.00	6	1.0106	116.22
6123	MIR115	115.00	7	1.0339	118.90	6170	CPA115	115.00	6	1.0190	117.19
6173	STR115	115.00	6	1.0189	117.18	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0219	117.52
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0219	117.52	6210	TIN115	115.00	6	1.0201	117.31
6211	PM115-9	115.00	6	1.0208	117.40	6230	CBA115	115.00	6	1.0133	116.53
6261	CHA 115	115.00	6	1.0062	115.71	6270	CAT 115	115.00	6	1.0179	117.06
6280	GIR 115	115.00	6	1.0190	117.19	6290	CATII 11	115.00	6	1.0178	117.05
6331	BAI115	115.00	6	1.0009	115.11	6332	BAM115	115.00	6	1.0043	115.50
6350	PM115-8	115.00	6	1.0184	117.11	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0094	116.08
6580	LBO115	115.00	6	1.0126	116.45						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9615	110.57						

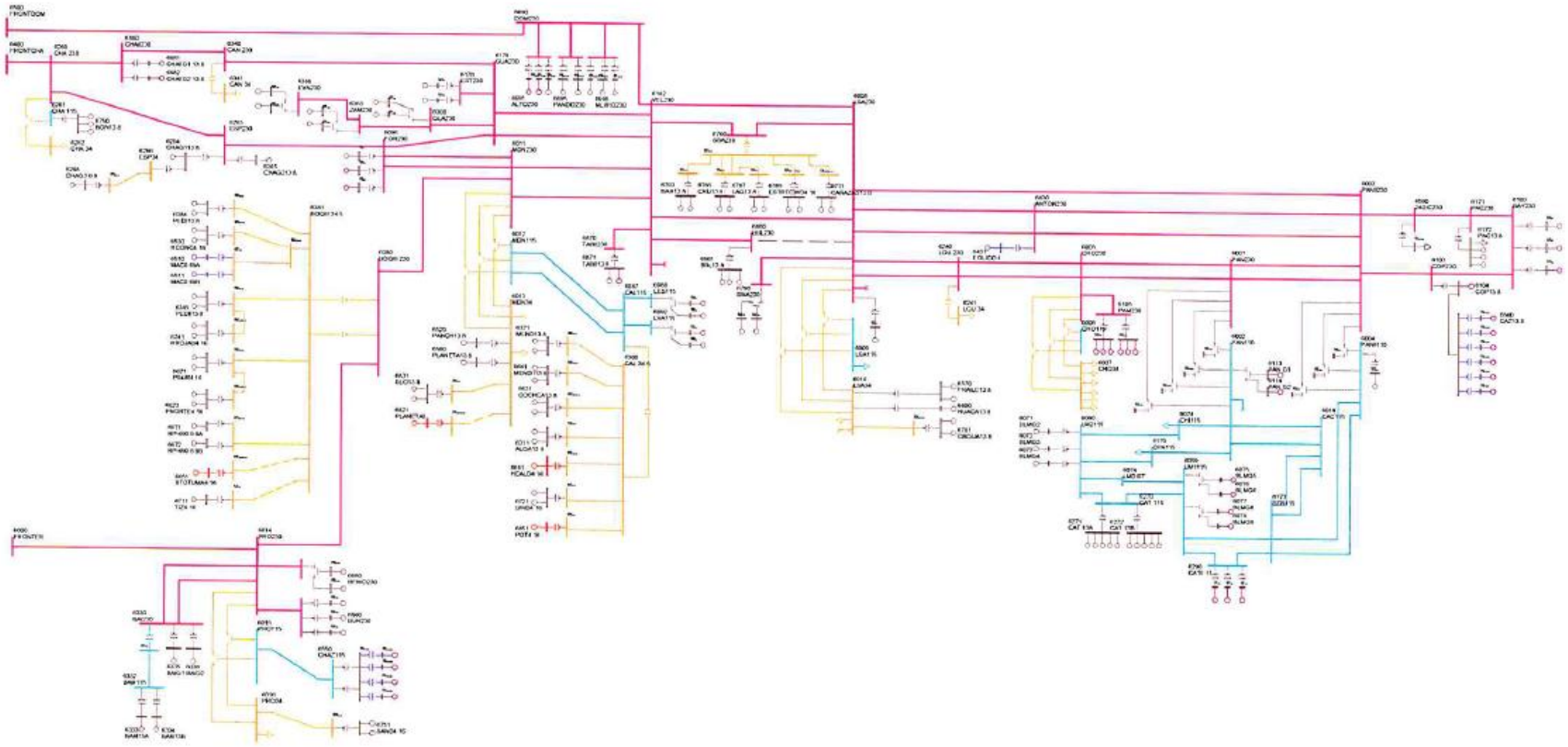
```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, MAY 18 2011   8:56
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT23
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    59.9    62.5    95.8    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.8    54.0    97.8    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, MAY 18 2011   8:56
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT23
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X               RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:56
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT23

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1014.4	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	21.7	-186.7	-186.7	-186.7
GUATEMAL	208.1	340.6	222.0	0.0	0.0	608.6	255.7	-1.7	-1.7	
2	1137.6	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.6	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	269.1	367.1	-182.0	0.0	0.0	243.4	297.1	30.3	30.3	
3	1234.5	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	29.3	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	356.0	395.2	-20.4	0.0	0.0	475.5	420.7	36.0	36.0	
4	473.3	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-51.1	181.0	-13.0	0.0	0.0	294.2	142.4	-67.3	-67.3	
5	1517.5	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	27.8	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	235.0	558.4	-226.9	0.0	0.0	557.3	411.2	49.6	49.6	
6	1850.5	1598.2	0.0	0.0	0.0	0.0	124.9	127.3	127.3	126.7
PANAMA	668.3	280.0	-227.9	0.0	0.0	531.3	1202.0	-54.5	-54.5	
7	116.5	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	59.4	59.4	60.0
ACANAL	18.4	9.3	-15.9	0.0	0.0	0.0	17.5	7.6	7.6	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7344.2	7088.8	0.0	0.0	0.0	0.0	255.5	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1703.8	2131.6	-464.1	0.0	0.0	2710.4	2746.6	0.0	0.0	

Contingencia 24: Llano Sánchez – Barro Blanco



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:00
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT24
AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	2.5	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9979	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	2.5	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9979	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.4	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9980	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	5.0	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9760	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	5.0	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9760	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-1.4	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9985	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-1.4	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9985	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	20.3	50.0	-50.0	1.0100	96.2	0.9779	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	78.6	16.4	30.0	-25.0	1.0200	78.7	0.9788	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	69.1	15.6	30.0	-25.0	1.0200	69.4	0.9755	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9929	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	12.2	29.0	-29.0	1.0000	58.3	0.9779	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	12.2	29.0	-29.0	1.0000	58.3	0.9779	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-1.2	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9999	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	2.2	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9998	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9978	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9978	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9978	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9978	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9978	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9978	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9978	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9978	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9978	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.5	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9978	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9739	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9739	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9916	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9916	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.6	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9981	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.6	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9981	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-7.3	14.0	-14.0	1.0000	42.8	0.9854	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-7.3	14.0	-14.0	1.0000	42.8	0.9854	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	3.8	7.8	-7.0	1.0000	12.6	0.9539	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	3.8	7.8	-7.0	1.0000	12.6	0.9539	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-0.3	7.8	-7.0	1.0000	16.1	0.9998	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-0.3	7.8	-7.0	1.0000	16.1	0.9998	25.0			64	6

6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-2.2	8.0	-8.0	1.0000	26.7	0.9965	33.0	64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-2.2	8.0	-8.0	1.0000	26.7	0.9965	33.0	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.3	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9994	12.5	64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.3	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9994	12.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.6	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9952	7.5	64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.6	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9952	7.5	64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0103	60.3	0.9850	152.3	63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0055	1.6	0.9985	2.1	64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0055	1.6	0.9985	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9537	5.4	0.9216	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.7	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9976	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.7	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9976	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9537	4.9	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9663	2.9	0.9122	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9663	2.9	0.9122	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9662	5.5	0.9084	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.7	0.0	2.5	-2.5	1.0000	4.8	1.0000	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.7	0.0	2.5	-2.5	1.0000	4.8	1.0000	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.7	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9791	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.7	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9791	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.5	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9971	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.5	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9971	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9947	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9947	4.1	64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.7	2.5	2.5	-2.5	0.9990	5.4	0.8851	5.6	64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0221	3.8	0.8675	4.4	64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9957	7.5	64	6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9957	7.5	64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0026	27.7	0.9576	33.0	64	6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0026	27.7	0.9576	33.0	64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0056	23.4	0.9074	24.9	64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	2.6	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9866	18.5	64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	2.6	12.8	-8.3	1.0000	16.0	0.9866	18.5	64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	2.8	12.8	-8.3	1.0000	16.1	0.9846	18.5	64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	2.8	12.8	-8.3	1.0000	16.1	0.9846	18.5	64	6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	2.8	12.8	-8.3	1.0000	16.1	0.9846	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9987	5.0	0.8892	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0205	4.8	0.8622	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0205	4.8	0.8622	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.4	2.2	-2.2	1.0000	4.5	0.9505	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.4	2.2	-2.2	1.0000	4.5	0.9505	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9759	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9759	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64	6

6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3		64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	4.0	4.0	-4.0	0.9976	8.2	0.8757	9.0		63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	4.0	4.0	-4.0	0.9976	8.2	0.8757	9.0		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	2.2	2.6	-2.6	1.0000	5.1	0.9047	5.8		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	2.2	2.6	-2.6	1.0000	5.1	0.9047	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.7	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9404	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.7	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9404	5.8		63	6
6769	ESTRECHO4.164	2000	G1	4.9	2.0	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.9271	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164	2000	G2	4.9	2.0	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.9271	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9954	3.2	0.8885	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9954	3.2	0.8885	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	0.2	1.6	-1.6	0.9900	3.1	0.9980	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	0.2	1.6	-1.6	0.9900	3.1	0.9980	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	0.9	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9972	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	0.9	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9972	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0544	284.5	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.1	1.8	-1.8	1.0000	3.7	0.9519	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9810	4.6	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9810	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9947	17.9	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9947	17.9	0.8892	18.5		64	6
6843	BUR13C	13.800	G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9947	17.9	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0220	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9548	9.9	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9548	9.9	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9548	2.1	0.9058	2.1		64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	9.0	9.0	-9.0	0.9969	18.8	0.8761	20.5		64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	101.6	10.6	52.3	-52.3	1.0100	101.2	0.9946	118.9		64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	233.7	300.0	-225.0	1.0644	219.5	0.0000	300.0		61	6
SUBSYSTEM TOTALS				1855.8	742.0	1495.9	-1233.0				2995.8			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:00
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT24
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.1	8.0	0.0	1.0100	16.9	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	21.5	7.5	11.0	0.0	1.0100	22.5	0.9441	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	26.6	9.4	15.0	0.0	1.0100	28.0	0.9436	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.6	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9993	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.1	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9999	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9998	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9998	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				116.5	18.3	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:00
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT24

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0136	233.14	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6014	PRO230	230.00	6	1.0118	232.71	6100	BAY230	230.00	6	1.0293	236.75
6103	COP23O	230.00	6	1.0133	233.07	6171	PAC230	230.00	6	1.0189	234.35
6260	CHA 230	230.00	6	1.0123	232.82	6263	ESP230	230.00	6	1.0118	232.70
6330	BAI230	230.00	6	1.0114	232.63	6363	ZAM230	230.00	6	1.0007	230.16
6366	EVA230	230.00	6	1.0038	230.88	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0016	230.36
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0134	233.09	6430	ANTON230	230.00	6	1.0114	232.61
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0214	234.92	6590	24DIC230	230.00	6	1.0141	233.23
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0145	233.33	6690	DOM230	230.00	6	1.0219	235.03
6691	ALTO230	230.00	6	1.0235	235.41	6695	PANDO230	230.00	6	1.0236	235.43
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0235	235.41	6840	BUR230	230.00	6	1.0152	233.49
6880	CHAII230	230.00	6	1.0109	232.51						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9945	228.73	6005	CHO230	230.00	6	0.9793	225.23
6008	LSA230	230.00	6	0.9975	229.42	6011	MDN230	230.00	6	0.9901	227.73
6096	FOR230	230.00	6	0.9933	228.46	6105	PAM230	230.00	6	0.9793	225.24
6178	EST230	230.00	6	0.9888	227.43	6179	GUA230	230.00	6	0.9889	227.45
6182	VEL230	230.00	6	0.9759	224.47	6240	LGU 230	230.00	6	0.9837	226.24
6340	CAN 230	230.00	6	0.9969	229.28	6360	GLA230	230.00	6	0.9948	228.81
6760	SBA230	230.00	6	0.9753	224.32	6790	SMA230	230.00	6	0.9989	229.74
6860	BBL230	230.00	6	0.9772	224.75	6870	TABII230	230.00	6	0.9775	224.82

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:00
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT24

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0247	117.84	6004	PANII115	115.00	6	1.0205	117.36
6009	LSA115	115.00	6	1.0118	116.36	6012	MDN115	115.00	6	1.0006	115.07
6015	PRO115	115.00	6	1.0076	115.87	6018	CAC115	115.00	6	1.0241	117.78
6019	CVI115A	115.00	6	1.0136	116.56	6024	CHI115	115.00	6	1.0121	116.39
6027	LOC115A	115.00	6	1.0153	116.76	6032	MAR115A	115.00	6	1.0126	116.45
6036	SMA115	115.00	6	1.0235	117.70	6040	SFR115	115.00	6	1.0115	116.32
6047	CLA115	115.00	6	1.0070	115.81	6055	MOS115B	115.00	6	1.0218	117.51
6057	TOC115	115.00	6	1.0178	117.04	6059	LM1115	115.00	6	1.0178	117.05
6060	LM2115	115.00	6	1.0180	117.07	6066	FFIELD	115.00	6	1.0111	116.27
6074	LMDIST	115.00	6	1.0179	117.06	6087	CAL115	115.00	6	1.0079	115.91
6088	LES115	115.00	6	1.0111	116.27	6092	LVA115	115.00	6	1.0082	115.94
6123	MIR115	115.00	7	1.0341	118.93	6170	CPA115	115.00	6	1.0192	117.21
6173	STR115	115.00	6	1.0192	117.21	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0222	117.55
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0222	117.55	6210	TIN115	115.00	6	1.0204	117.34
6211	PM115-9	115.00	6	1.0211	117.42	6230	CBA115	115.00	6	1.0136	116.56
6261	CHA 115	115.00	6	1.0048	115.55	6270	CAT 115	115.00	6	1.0181	117.08
6280	GIR 115	115.00	6	1.0192	117.21	6290	CATII 11	115.00	6	1.0180	117.07
6332	BAM115	115.00	6	1.0032	115.37	6350	PM115-8	115.00	6	1.0186	117.14
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0076	115.87	6580	LBO115	115.00	6	1.0131	116.50

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9620	110.63	6331	BAI115	115.00	6	0.9995	114.94

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:00
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT24
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	15	350.3	314.0	111.6	450.0	77.8	--	--
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	4A	367.9	314.0	117.2	450.0	81.8	--	--
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL 34.5	34.500	6	T1	59.7	62.5	95.6	--	--	--	--
6092	LVA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	52.6	54.0	97.3	--	--	--	--
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	4B	321.6	314.0	102.4	450.0	71.5	--	--

---

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:00
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT24
OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

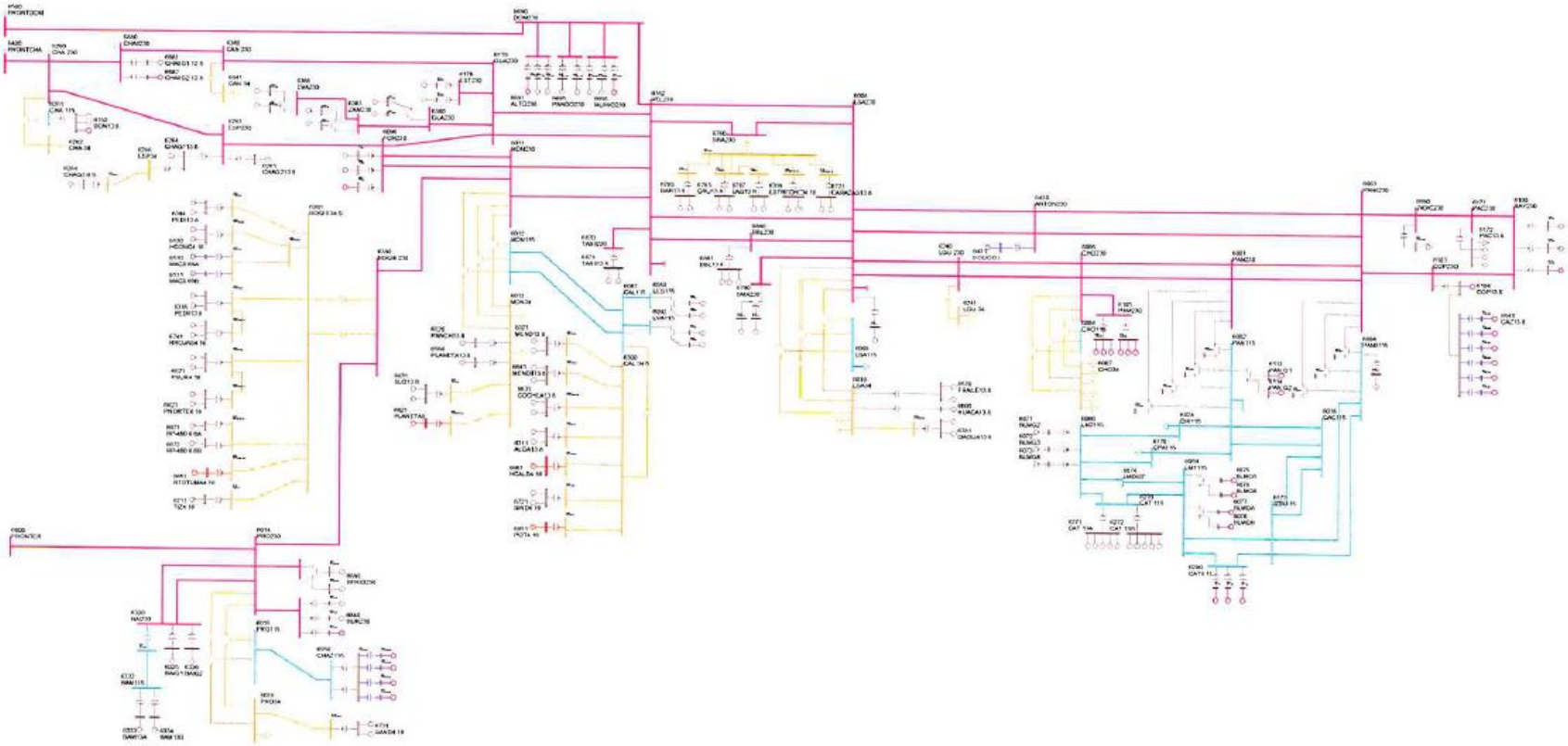
FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:01
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT24 IN MW/MVAR

	FROM	TO LOAD	TO					-NET INTERCHANGE-		
	GENE-	AT AREA	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	1014.4	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	21.7	-186.7	-186.7	-186.7
GUATEMAL	208.1	340.6	222.0	0.0	0.0	608.6	255.7	-1.7	-1.7	
2	1137.6	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.6	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	269.1	367.1	-182.0	0.0	0.0	243.4	297.1	30.4	30.4	
3	1234.5	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	29.3	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	356.0	395.2	-20.4	0.0	0.0	475.5	420.7	36.0	36.0	
4	473.3	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-51.0	181.0	-13.0	0.0	0.0	294.2	142.4	-67.2	-67.2	
5	1517.5	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	27.8	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	238.9	558.4	-226.7	0.0	0.0	556.9	411.6	52.6	52.6	
6	1855.8	1598.2	0.0	0.0	0.0	0.0	130.2	127.4	127.4	126.7
PANAMA	742.0	280.0	-228.0	0.0	0.0	530.9	1278.4	-57.5	-57.5	
7	116.5	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	59.4	59.4	60.0
ACANAL	18.3	9.3	-15.9	0.0	0.0	0.0	17.4	7.5	7.5	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7349.6	7088.8	0.0	0.0	0.0	0.0	260.8	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1781.3	2131.6	-464.1	0.0	0.0	2709.5	2823.3	0.0	0.0	

Demanda Máxima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:37
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2017
AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.8	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9989	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.8	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9989	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.7	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9990	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	20.1	3.7	12.0	-5.0	1.0000	20.4	0.9836	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	20.1	3.7	12.0	-5.0	1.0000	20.4	0.9836	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	23.3	-2.9	12.0	-5.0	1.0000	23.5	0.9922	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	23.3	-2.9	12.0	-5.0	1.0000	23.5	0.9922	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	85.0	9.4	50.0	-50.0	1.0100	84.7	0.9939	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	85.0	9.4	50.0	-50.0	1.0100	84.7	0.9939	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	71.4	10.3	30.0	-25.0	1.0100	71.4	0.9897	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	72.8	10.4	30.0	-25.0	1.0100	72.8	0.9899	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9921	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9921	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9921	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	8.3	29.0	-29.0	1.0000	51.7	0.9870	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	51.0	8.3	29.0	-29.0	1.0000	51.7	0.9870	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	89.1	-6.2	52.4	-48.9	1.0000	89.3	0.9976	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	89.1	-2.5	52.4	-48.9	1.0000	89.2	0.9996	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	9.7	0.8623	10.9			64	6
6271	CAT 13A	13.800	G1	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9988	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G2	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9988	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G3	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9988	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G4	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9988	10.9			62	6
6271	CAT 13A	13.800	G5	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9988	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G0	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9988	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G6	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9988	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G7	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9988	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G8	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9988	10.9			62	6
6272	CAT 13B	13.800	G9	8.3	0.4	5.6	-5.6	1.0200	8.1	0.9988	10.9			62	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	0.9	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9807	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	0.9	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9807	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9948	9.0	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9948	9.0	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	23.8	0.8	10.0	-10.0	1.0000	23.8	0.9995	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	23.8	0.8	10.0	-10.0	1.0000	23.8	0.9995	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	37.7	-9.0	14.0	-14.0	1.0000	38.7	0.9729	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	37.7	-9.0	14.0	-14.0	1.0000	38.7	0.9729	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	10.8	-2.4	7.8	-7.0	1.0000	11.0	0.9766	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	10.8	-2.4	7.8	-7.0	1.0000	11.0	0.9766	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	14.4	-5.5	7.8	-7.0	1.0000	15.4	0.9349	25.0			64	6

6365	LOR13B	13.800	G2	14.4	-5.5	7.8	-7.0	1.0000	15.4	0.9349	25.0	64 6
6367	PRU13A	13.800	G1	23.8	-6.9	8.0	-8.0	1.0000	24.8	0.9599	33.0	64 6
6368	PRU13B	13.800	G2	23.8	-6.9	8.0	-8.0	1.0000	24.8	0.9599	33.0	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	8.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	8.5	0.9999	12.5	64 6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	8.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	8.5	0.9999	12.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.5	0.3	3.2	-3.6	1.0000	5.5	0.9989	7.5	64 6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	5.5	0.3	3.2	-3.6	1.0000	5.5	0.9989	7.5	64 6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	120.0	-21.0	21.0	-21.0	1.0042	121.3	0.9850	152.3	63 6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0064	1.5	0.9981	2.1	64 6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0064	1.5	0.9981	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9610	4.9	0.9048	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.3	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9831	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.3	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9831	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9610	4.5	0.8862	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9759	2.7	0.8937	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9759	2.7	0.8937	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.3	2.2	2.2	-2.2	0.9758	4.9	0.8893	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.3	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9911	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.3	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9911	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.3	-1.3	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9581	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.3	-1.3	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9581	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-2.2	3.7	-3.7	1.0000	6.8	0.9431	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-2.2	3.7	-3.7	1.0000	6.8	0.9431	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-1.6	1.9	-1.9	1.0000	3.6	0.9010	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-1.6	1.9	-1.9	1.0000	3.6	0.9010	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.3	1.6	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9345	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0254	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.1	0.4	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9974	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.1	0.4	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9974	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0048	25.0	0.9479	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0048	25.0	0.9479	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	19.1	9.9	9.9	-9.9	1.0088	21.3	0.8881	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	19.1	-2.3	9.9	-9.9	1.0000	19.2	0.9927	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	14.2	-0.1	12.8	-8.3	1.0000	14.2	1.0000	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	14.2	-0.1	12.8	-8.3	1.0000	14.2	1.0000	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	14.2	0.4	12.8	-8.3	1.0000	14.2	0.9996	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	14.2	0.4	12.8	-8.3	1.0000	14.2	0.9996	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	3.9	1.7	2.3	-2.3	1.0000	4.3	0.9172	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.5	2.5	-2.5	1.0239	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.5	2.5	-2.5	1.0239	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	3.8	-1.7	2.2	-2.2	1.0000	4.2	0.9097	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	3.8	-1.7	2.2	-2.2	1.0000	4.2	0.9097	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	3.7	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	3.8	0.9605	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	3.7	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	3.8	0.9605	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	8.9	-1.1	4.0	-4.0	1.0000	8.9	0.9918	35.3	64 6

6750	BON13.8	13.800	G2	8.9	-1.1	4.0	-4.0	1.0000	8.9	0.9918	35.3		64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.4	2.9	4.0	-4.0	1.0000	7.1	0.9102	9.0		63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	6.4	2.9	4.0	-4.0	1.0000	7.1	0.9102	9.0		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.1	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.4	0.9447	5.8		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.1	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.4	0.9447	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.2	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.3	0.9701	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.2	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.3	0.9701	5.8		63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.4	1.3	2.5	-2.5	1.0000	4.6	0.9600	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.4	1.3	2.5	-2.5	1.0000	4.6	0.9600	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.5	1.1	1.5	-1.5	1.0000	2.7	0.9156	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.5	1.1	1.5	-1.5	1.0000	2.7	0.9156	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	2.7	0.3	1.6	-1.6	1.0000	2.8	0.9922	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	2.7	0.3	1.6	-1.6	1.0000	2.8	0.9922	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	10.9	-5.4	6.2	-6.2	1.0000	12.1	0.8958	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	10.9	-5.4	6.2	-6.2	1.0000	12.1	0.8958	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0633	282.2	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.2	-1.8	1.8	-1.8	1.0068	3.6	0.8669	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	3.6	2.1	2.1	-2.1	0.9882	4.2	0.8669	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	3.6	2.1	2.1	-2.1	0.9882	4.2	0.8669	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	14.2	8.1	8.1	-8.1	0.9959	16.4	0.8669	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	14.2	8.1	8.1	-8.1	0.9959	16.4	0.8669	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0254	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9746	8.9	0.8863	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9746	8.9	0.8863	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.6	0.8	0.8	-0.6	0.9746	1.9	0.8862	2.1		64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	11.4	0.8	9.0	-9.0	1.0000	11.4	0.9977	20.5		64	6
6871	TABII13.8	13.800	G2	11.4	0.8	9.0	-9.0	1.0000	11.4	0.9977	20.5		64	6
6881	CHAIIG1 13.81	3.800	G1	91.0	5.6	52.3	-52.3	1.0100	90.2	0.9981	118.9		64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	291.0	300.0	-225.0	1.0807	269.3	0.0000	300.0		61	6
SUBSYSTEM TOTALS				1846.1	639.6	1550.4	-1291.9				3079.9			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:37
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2017
AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.1	8.0	0.0	1.0100	16.9	1.0000	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	7.6	11.0	0.0	1.0100	22.0	0.9401	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	27.8	9.2	15.0	0.0	1.0100	29.0	0.9489	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.6	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9993	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.2	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9999	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				117.1	18.3	60.0	-18.0						167.9		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:37
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0159	233.66	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0068	231.57	6011	MDN230	230.00	6	1.0014	230.32
6014	PRO230	230.00	6	1.0141	233.25	6096	FOR230	230.00	6	1.0040	230.93
6100	BAY230	230.00	6	1.0261	236.00	6103	COP23O	230.00	6	1.0128	232.95
6171	PAC230	230.00	6	1.0180	234.14	6260	CHA 230	230.00	6	1.0164	233.76
6263	ESP230	230.00	6	1.0162	233.73	6330	BAI230	230.00	6	1.0134	233.08
6340	CAN 230	230.00	6	1.0054	231.25	6360	GLA230	230.00	6	1.0034	230.79
6363	ZAM230	230.00	6	1.0078	231.80	6366	EVA230	230.00	6	1.0103	232.36
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0080	231.84	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0171	233.93
6430	ANTON230	230.00	6	1.0067	231.54	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0237	235.46
6590	24DIC230	230.00	6	1.0136	233.13	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0165	233.79
6690	DOM230	230.00	6	1.0242	235.57	6691	ALTO230	230.00	6	1.0268	236.17
6695	PANDO230	230.00	6	1.0251	235.77	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0248	235.71
6790	SMA230	230.00	6	1.0077	231.76	6840	BUR230	230.00	6	1.0164	233.77
6880	CHAII230	230.00	6	1.0157	233.62						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9941	228.64	6005	CHO230	230.00	6	0.9761	224.51
6105	PAM230	230.00	6	0.9761	224.51	6178	EST230	230.00	6	0.9991	229.79
6179	GUA230	230.00	6	0.9991	229.80	6182	VEL230	230.00	6	0.9971	229.34
6240	LGU 230	230.00	6	0.9832	226.14	6760	SBA230	230.00	6	0.9987	229.70
6860	BBL230	230.00	6	0.9975	229.43	6870	TABII230	230.00	6	0.9978	229.50

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:37
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0253	117.91	6004	PANII115	115.00	6	1.0269	118.09
6009	LSA115	115.00	6	1.0217	117.49	6012	MDN115	115.00	6	1.0093	116.07
6015	PRO115	115.00	6	1.0094	116.09	6018	CAC115	115.00	6	1.0249	117.86
6019	CVI115A	115.00	6	1.0186	117.14	6024	CHI115	115.00	6	1.0132	116.52
6027	LOC115A	115.00	6	1.0166	116.90	6032	MAR115A	115.00	6	1.0137	116.58
6036	SMA115	115.00	6	1.0242	117.78	6040	SFR115	115.00	6	1.0135	116.55
6047	CLA115	115.00	6	1.0081	115.94	6055	MOS115B	115.00	6	1.0225	117.59
6057	TOC115	115.00	6	1.0242	117.78	6059	LM1115	115.00	6	1.0194	117.23
6060	LM2115	115.00	6	1.0195	117.25	6066	FFIELD	115.00	6	1.0131	116.50
6074	LMDIST	115.00	6	1.0195	117.24	6087	CAL115	115.00	6	1.0123	116.42
6088	LES115	115.00	6	1.0149	116.72	6092	LVA115	115.00	6	1.0124	116.42
6123	MIR115	115.00	7	1.0347	118.99	6170	CPA115	115.00	6	1.0205	117.36
6173	STR115	115.00	6	1.0211	117.43	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0236	117.71
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0236	117.71	6210	TIN115	115.00	6	1.0210	117.42
6211	PM115-9	115.00	6	1.0217	117.50	6230	CBA115	115.00	6	1.0151	116.73
6261	CHA 115	115.00	6	1.0086	115.99	6270	CAT 115	115.00	6	1.0197	117.26
6280	GIR 115	115.00	6	1.0205	117.36	6290	CATII 11	115.00	6	1.0196	117.25
6331	BAI115	115.00	6	1.0027	115.31	6332	BAM115	115.00	6	1.0057	115.66
6350	PM115-8	115.00	6	1.0195	117.25	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0094	116.09
6580	LBO115	115.00	6	1.0181	117.08						

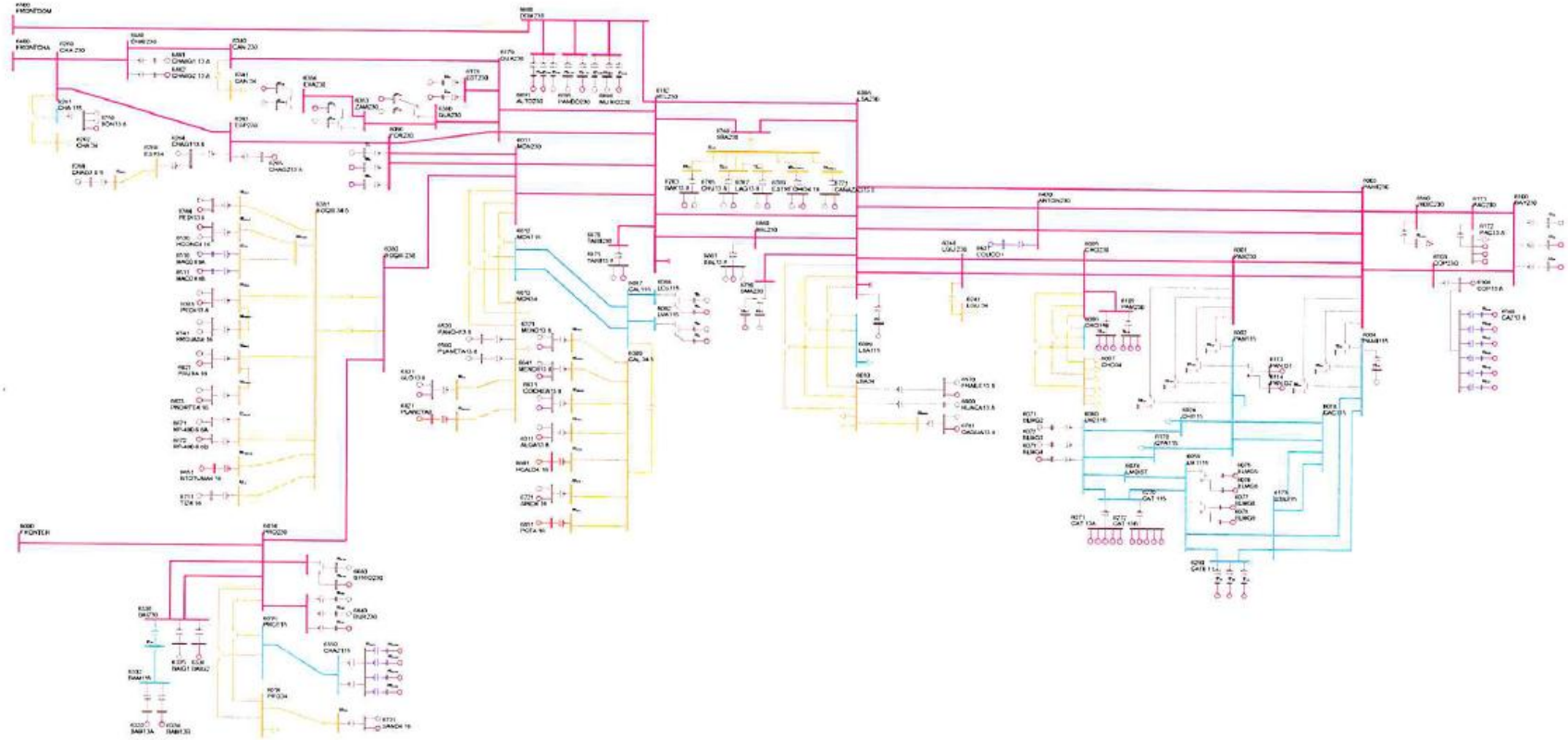
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9588	110.26						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:37
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2017 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1011.8	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.3	-189.9	-189.9	-189.9
GUATEMAL	204.7	340.6	223.2	0.0	0.0	609.6	251.6	-1.1	-1.1	
2	1137.8	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	270.3	367.1	-182.0	0.0	0.0	243.3	298.1	30.4	30.4	
3	1234.7	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	29.4	0.1	0.1	0.0
HONDURAS	357.2	395.2	-20.4	0.0	0.0	475.5	422.2	35.7	35.7	
4	473.4	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.4	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-50.3	181.0	-13.0	0.0	0.0	294.2	143.2	-67.3	-67.3	
5	1517.4	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	27.7	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	232.8	558.4	-226.7	0.0	0.0	557.3	410.8	47.7	47.7	
6	1846.1	1594.5	0.0	0.0	0.0	0.0	121.8	129.8	129.8	129.9
PANAMA	639.6	279.3	-228.7	0.0	0.0	512.7	1154.6	-52.9	-52.9	
7	117.1	53.1	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	60.0	60.0	60.0
ACANAL	18.3	9.3	-15.9	0.0	0.0	0.0	17.6	7.4	7.4	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7338.2	7085.0	0.0	0.0	0.0	0.0	253.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1672.8	2130.9	-463.6	0.0	0.0	2692.7	2698.1	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	20.0	6.8	15.0	0.0	1.0200	20.7	0.9475	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	20.0	6.8	15.0	0.0	1.0200	20.7	0.9475	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	0.4	12.0	-5.0	1.0000	22.4	0.9999	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0070	26.3	0.9820	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	91.2	-10.7	50.0	-50.0	1.0000	91.8	0.9932	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	73.3	15.1	30.0	-25.0	1.0000	74.8	0.9795	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	7.6	29.0	-29.0	1.0000	57.5	0.9911	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-5.6	52.4	-48.9	1.0000	99.8	0.9985	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	-1.9	4.9	-4.1	0.9850	9.6	0.9804	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	0.5	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9945	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	3.7	4.2	-4.2	1.0000	8.8	0.9079	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	-0.7	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9996	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-14.0	14.0	-14.0	1.0036	44.2	0.9490	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0088	13.8	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0111	17.3	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0110	27.5	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.3	4.9	-4.9	1.0000	9.6	0.9906	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-0.4	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9981	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0083	60.4	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0059	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9754	5.3	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.7	-2.3	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.8992	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9754	4.8	0.9058	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9623	3.0	0.9122	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9629	5.5	0.9084	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.7	-2.2	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9059	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.7	-2.5	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.8851	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-3.7	3.7	-3.7	1.0143	7.3	0.8651	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-1.9	1.9	-1.9	1.0154	3.7	0.8696	4.1			64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.7	-1.9	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9317	5.6			64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0408	3.8	0.8675	4.4			64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.2	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9995	7.5			64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0161	27.3	0.9576	33.0			64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	4.1	9.9	-9.9	1.0100	21.5	0.9817	24.9			64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-8.3	12.8	-8.3	1.0006	17.9	0.8855	18.5			64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-8.3	12.8	-8.3	1.0001	17.9	0.8855	18.5			64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-8.3	12.8	-8.3	1.0001	17.9	0.8855	18.5			64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	-1.7	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9296	5.2			64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0405	4.7	0.8622	5.6			64	6

6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0129	4.7	0.8892	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.6	2.1	-2.1	1.0000	4.4	0.9333	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.6	2.1	-2.1	1.0000	4.4	0.9333	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-2.3	4.0	-4.0	1.0000	10.2	0.9734	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-2.3	4.0	-4.0	1.0000	10.2	0.9734	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	4.0	4.0	-4.0	0.9983	8.2	0.8757	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	2.2	2.6	-2.6	1.0000	5.1	0.9009	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.7	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9382	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	2.0	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.9247	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9970	3.2	0.8885	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9870	3.5	0.8897	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	3.6	6.2	-6.2	1.0000	12.7	0.9586	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	-61.7	300.0	-225.0	0.9824	62.8	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0221	3.9	0.8892	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	1.4	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9426	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	-0.3	8.1	-8.1	1.0000	15.8	0.9998	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	-0.3	8.1	-8.1	1.0000	15.8	0.9998	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0408	3.9	0.8678	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9875	9.6	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9875	2.0	0.9058	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	-5.1	9.0	-9.0	1.0000	17.2	0.9555	20.5	64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	101.7	-1.4	52.3	-52.3	1.0100	100.7	0.9999	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	13.5	300.0	-225.0	0.9944	13.6	0.0000	300.0	61	6
SUBSYSTEM TOTALS				1034.0	-119.7	1105.6	-885.9				2015.9		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.5	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9996	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	7.9	11.0	0.0	1.0100	22.1	0.9360	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	18.1	10.8	15.0	0.0	1.0100	20.9	0.8592	44.1			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.8	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9978	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.4	0.8	6.0	-6.0	1.0100	10.3	0.9967	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				77.9	20.7	46.0	-12.0				127.2				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0270	236.20	6011	MDN230	230.00	6	1.0159	233.66
6014	PRO230	230.00	6	1.0247	235.69	6096	FOR230	230.00	6	1.0167	233.85
6100	BAY230	230.00	6	1.0098	232.26	6103	COP23O	230.00	6	1.0020	230.45
6171	PAC230	230.00	6	1.0024	230.56	6178	EST230	230.00	6	1.0149	233.42
6179	GUA230	230.00	6	1.0150	233.44	6182	VEL230	230.00	6	1.0120	232.77
6260	CHA 230	230.00	6	1.0275	236.32	6263	ESP230	230.00	6	1.0264	236.07
6330	BAI230	230.00	6	1.0240	235.53	6340	CAN 230	230.00	6	1.0201	234.62
6360	GLA230	230.00	6	1.0172	233.96	6363	ZAM230	230.00	6	1.0196	234.51
6366	EVA230	230.00	6	1.0210	234.82	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0194	234.46
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0290	236.67	6430	ANTON230	230.00	6	1.0093	232.15
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0313	237.19	6590	24DIC230	230.00	6	1.0009	230.22
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0261	236.00	6690	DOM230	230.00	6	1.0309	237.10
6691	ALTO230	230.00	6	1.0323	237.43	6695	PANDO230	230.00	6	1.0301	236.93
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0296	236.82	6760	SBA230	230.00	6	1.0082	231.88
6840	BUR230	230.00	6	1.0252	235.80	6860	BBL230	230.00	6	1.0114	232.61
6870	TABII230	230.00	6	1.0119	232.74	6880	CHAII230	230.00	6	1.0267	236.15

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9925	228.27	6005	CHO230	230.00	6	0.9859	226.77
6008	LSA230	230.00	6	0.9950	228.85	6105	PAM230	230.00	6	0.9859	226.77
6240	LGU 230	230.00	6	0.9904	227.79	6790	SMA230	230.00	6	0.9958	229.03

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0184	117.11	6009	LSA115	115.00	6	1.0089	116.02
6012	MDN115	115.00	6	1.0269	118.09	6015	PRO115	115.00	6	1.0208	117.39
6018	CAC115	115.00	6	1.0180	117.07	6024	CHI115	115.00	6	1.0068	115.78
6027	LOC115A	115.00	6	1.0111	116.27	6032	MAR115A	115.00	6	1.0104	116.19
6036	SMA115	115.00	6	1.0178	117.05	6040	SFR115	115.00	6	1.0064	115.73
6047	CLA115	115.00	6	1.0031	115.35	6055	MOS115B	115.00	6	1.0170	116.96
6059	LM1115	115.00	6	1.0061	115.70	6060	LM2115	115.00	6	1.0062	115.72
6066	FFIELD	115.00	6	1.0013	115.15	6074	LMDIST	115.00	6	1.0061	115.71
6087	CAL115	115.00	6	1.0257	117.95	6088	LES115	115.00	6	1.0263	118.03
6092	LVA115	115.00	6	1.0255	117.94	6123	MIR115	115.00	7	1.0290	118.33
6170	CPA115	115.00	6	1.0093	116.07	6173	STR115	115.00	6	1.0065	115.74
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0119	116.37	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0119	116.37
6210	TIN115	115.00	6	1.0158	116.82	6211	PM115-9	115.00	6	1.0164	116.89
6230	CBA115	115.00	6	1.0092	116.05	6261	CHA 115	115.00	6	1.0164	116.88
6270	CAT 115	115.00	6	1.0061	115.71	6280	GIR 115	115.00	6	1.0093	116.07
6290	CATII 11	115.00	6	1.0061	115.70	6331	BAI115	115.00	6	1.0173	116.99
6332	BAM115	115.00	6	1.0175	117.02	6350	PM115-8	115.00	6	1.0143	116.65
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0208	117.39						

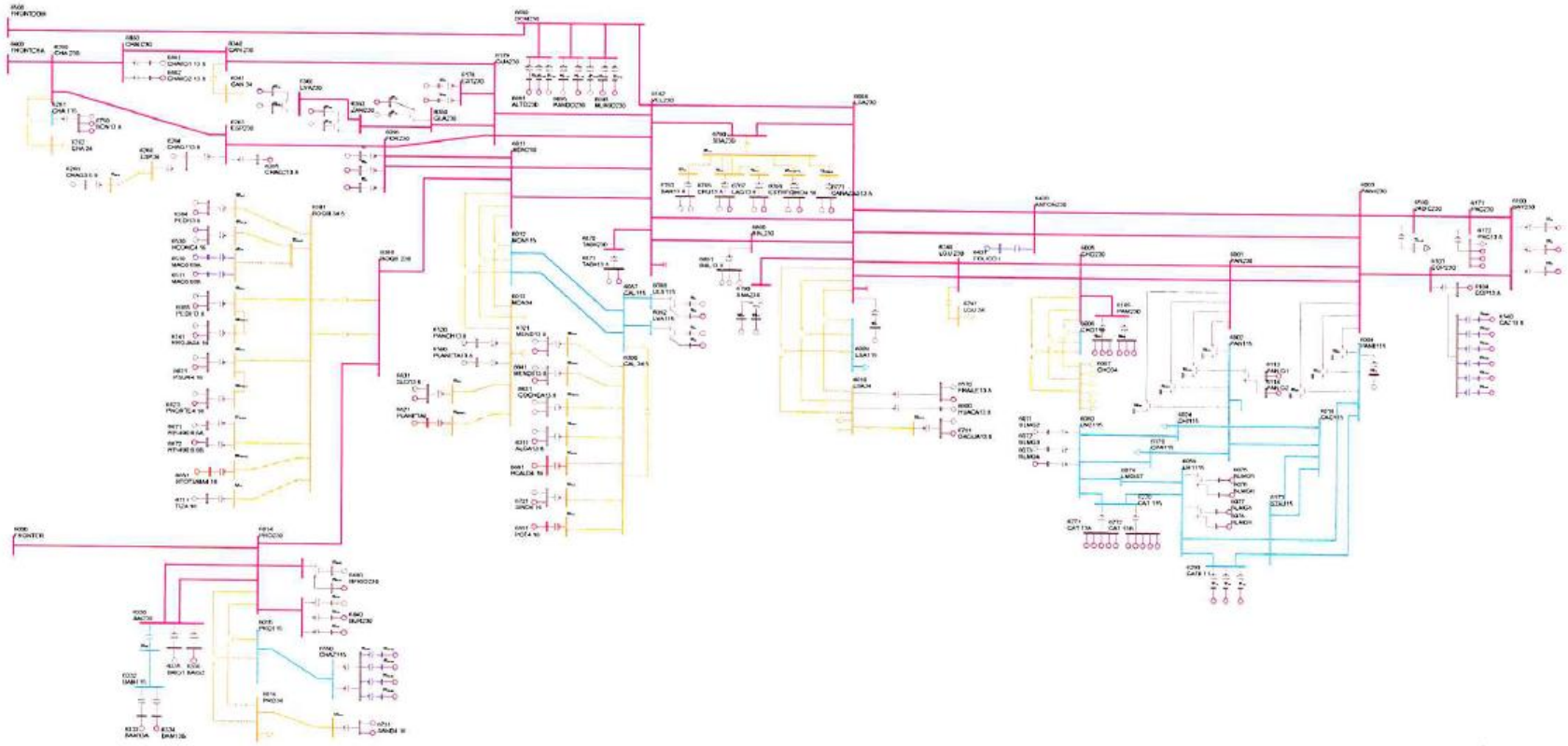
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6004	PANII115	115.00	6	0.9916	114.04	6006	CHO115	115.00	6	0.9727	111.86
6019	CVI115A	115.00	6	0.9944	114.35	6057	TOC115	115.00	6	0.9898	113.83
6580	LBO115	115.00	6	0.9940	114.31						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	625.7	773.5	0.0	0.0	0.0	0.0	10.8	-158.5	-158.5	-158.6
GUATEMAL	-10.1	100.4	383.9	0.0	0.0	620.1	161.9	-36.1	-36.1	
2	524.8	512.7	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2	-0.1	-0.1	0.0
SALVADOR	27.3	137.7	-22.4	0.0	0.0	253.1	112.4	52.7	52.7	
3	561.9	545.5	0.0	0.0	0.0	0.0	16.4	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	-98.2	179.1	40.3	0.0	0.0	512.0	142.3	52.2	52.2	
4	306.3	298.5	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-138.1	118.2	50.7	0.0	0.0	310.4	78.6	-75.1	-75.1	
5	777.9	769.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.8	0.2	0.2	0.0
COSTA RI	-81.0	302.3	-13.8	0.0	0.0	590.9	146.1	75.4	75.4	
6	1034.0	879.0	0.0	0.0	0.0	0.0	42.9	112.1	112.1	111.6
PANAMA	-119.7	319.0	-225.4	0.0	0.0	561.5	432.8	-84.6	-84.6	
7	77.9	29.3	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	46.4	46.4	47.0
ACANAL	20.7	10.6	-16.0	0.0	0.0	0.0	10.5	15.6	15.6	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	3908.6	3807.5	0.0	0.0	0.0	0.0	101.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-399.1	1167.2	197.2	0.0	0.0	2848.1	1084.6	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:46
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2017

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	20.0	5.3	15.0	0.0	1.0200	20.3	0.9668	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	20.0	5.3	15.0	0.0	1.0200	20.3	0.9668	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	20.1	0.4	12.0	-5.0	1.0000	20.1	0.9998	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	23.3	-5.0	12.0	-5.0	1.0070	23.7	0.9777	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	-4.9	50.0	-50.0	1.0100	74.4	0.9978	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	63.0	20.9	30.0	-25.0	1.0100	65.7	0.9491	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	5.1	29.0	-29.0	1.0000	51.3	0.9950	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	70.0	-19.8	52.4	-48.9	0.9900	73.5	0.9623	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	9.8	0.8623	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.7	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9310	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9872	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	23.8	-1.1	10.0	-10.0	1.0000	23.8	0.9990	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	31.0	-14.0	14.0	-14.0	1.0028	34.0	0.9116	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	8.9	0.4	7.8	-7.0	1.0200	8.7	0.9989	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	11.8	-1.1	7.8	-7.0	1.0200	11.7	0.9955	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	19.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0126	20.9	0.9258	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	8.5	-1.5	4.9	-4.9	1.0000	8.6	0.9855	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.5	-0.7	3.2	-3.6	1.0000	5.6	0.9925	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	120.0	-19.0	21.0	-21.0	1.0000	121.5	0.9877	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0058	1.5	0.9981	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.2	2.0	2.0	-2.0	0.9755	4.8	0.9048	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.2	-2.4	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.8681	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9755	4.4	0.8862	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9574	2.7	0.8937	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.3	2.2	2.2	-2.2	0.9580	5.0	0.8892	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.2	-2.4	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.8715	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0001	4.9	0.8622	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-2.8	3.7	-3.7	1.0000	6.9	0.9180	8.4			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-2.8	3.7	-3.7	1.0000	6.9	0.9180	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-1.9	1.9	-1.9	1.0014	3.8	0.8696	4.1			64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.2	-2.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.8903	5.6			64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0264	3.8	0.8675	4.4			64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.1	0.1	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9998	7.5			64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0146	24.7	0.9479	33.0			64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	19.1	-9.9	9.9	-9.9	0.9949	21.6	0.8881	24.9			64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	14.2	-8.3	12.8	-8.3	0.9962	16.5	0.8626	18.5			64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	14.2	-8.3	12.8	-8.3	0.9964	16.5	0.8626	18.5			64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	3.9	-2.1	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.8844	5.2			64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0261	4.8	0.8622	5.6			64	6

6731	SAND4.16	4.2000	G1	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0113	4.4	0.8668	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	3.7	-1.9	2.1	-2.1	1.0000	4.1	0.8909	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	8.9	-4.0	4.0	-4.0	1.0003	9.7	0.9115	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.4	2.2	4.0	-4.0	1.0000	6.8	0.9474	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	6.4	2.2	4.0	-4.0	1.0000	6.8	0.9474	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.1	2.3	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.8709	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.2	1.8	2.6	-2.6	1.0000	4.6	0.9145	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.4	2.1	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.8995	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.5	1.5	1.5	-1.5	0.9961	2.9	0.8661	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	2.7	1.6	1.6	-1.6	0.9820	3.2	0.8674	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	10.9	6.1	6.2	-6.2	1.0000	12.5	0.8718	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	10.9	6.1	6.2	-6.2	1.0000	12.5	0.8718	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	-74.9	300.0	-225.0	0.9746	76.8	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.2	-1.8	1.8	-1.8	1.0221	3.6	0.8669	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	3.6	1.4	2.1	-2.1	1.0000	3.8	0.9299	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	14.2	2.3	8.1	-8.1	1.0000	14.3	0.9876	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0264	4.0	0.8677	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9890	8.8	0.8863	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9890	8.8	0.8863	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.6	0.8	0.8	-0.6	0.9890	1.8	0.8861	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	14.7	-5.4	9.0	-9.0	1.0000	15.6	0.9380	20.5	64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	70.0	-15.2	52.3	-52.3	0.9900	72.4	0.9771	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	65.5	300.0	-225.0	1.0078	65.0	0.0000	300.0	61	6
SUBSYSTEM TOTALS				925.1	-80.9	1107.0	-890.8				1980.5		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:46
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2017

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	1.4	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9967	27.7			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	31.9	10.1	15.0	0.0	1.0100	33.1	0.9532	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	2.1	8.0	0.0	1.0100	17.1	0.9923	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	12.2	2.0	6.0	-6.0	1.0100	12.2	0.9869	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				78.2	15.6	37.0	-6.0				112.5				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:46
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0251	235.77	6011	MDN230	230.00	6	1.0170	233.90
6014	PRO230	230.00	6	1.0233	235.35	6096	FOR230	230.00	6	1.0187	234.29
6100	BAY230	230.00	6	1.0115	232.63	6103	COP23O	230.00	6	1.0022	230.51
6171	PAC230	230.00	6	1.0029	230.67	6178	EST230	230.00	6	1.0176	234.04
6179	GUA230	230.00	6	1.0177	234.06	6182	VEL230	230.00	6	1.0128	232.94
6260	CHA 230	230.00	6	1.0222	235.10	6263	ESP230	230.00	6	1.0217	234.99
6330	BAI230	230.00	6	1.0225	235.18	6340	CAN 230	230.00	6	1.0195	234.49
6360	GLA230	230.00	6	1.0196	234.50	6363	ZAM230	230.00	6	1.0214	234.93
6366	EVA230	230.00	6	1.0224	235.14	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0191	234.40
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0236	235.44	6430	ANTON230	230.00	6	1.0018	230.42
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0271	236.23	6590	24DIC230	230.00	6	1.0012	230.27
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0244	235.62	6690	DOM230	230.00	6	1.0264	236.08
6691	ALTO230	230.00	6	1.0273	236.27	6695	PANDO230	230.00	6	1.0256	235.90
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0259	235.95	6760	SBA230	230.00	6	1.0075	231.71
6840	BUR230	230.00	6	1.0238	235.48	6860	BBL230	230.00	6	1.0122	232.82
6870	TABII230	230.00	6	1.0126	232.89	6880	CHAII230	230.00	6	1.0208	234.79

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9911	227.94	6005	CHO230	230.00	6	0.9817	225.78
6008	LSA230	230.00	6	0.9900	227.70	6105	PAM230	230.00	6	0.9817	225.78
6240	LGU 230	230.00	6	0.9837	226.26	6790	SMA230	230.00	6	0.9916	228.06

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:46
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0230	117.64	6009	LSA115	115.00	6	1.0037	115.42
6012	MDN115	115.00	6	1.0271	118.11	6015	PRO115	115.00	6	1.0193	117.22
6018	CAC115	115.00	6	1.0226	117.60	6024	CHI115	115.00	6	1.0109	116.25
6027	LOC115A	115.00	6	1.0156	116.80	6032	MAR115A	115.00	6	1.0150	116.72
6036	SMA115	115.00	6	1.0225	117.59	6040	SFR115	115.00	6	1.0108	116.24
6047	CLA115	115.00	6	1.0072	115.83	6055	MOS115B	115.00	6	1.0217	117.50
6059	LM1115	115.00	6	1.0093	116.07	6060	LM2115	115.00	6	1.0094	116.08
6066	FFIELD	115.00	6	1.0047	115.54	6074	LMDIST	115.00	6	1.0093	116.07
6087	CAL115	115.00	6	1.0251	117.88	6088	LES115	115.00	6	1.0257	117.96
6092	LVA115	115.00	6	1.0249	117.87	6123	MIR115	115.00	7	1.0322	118.70
6170	CPA115	115.00	6	1.0129	116.49	6173	STR115	115.00	6	1.0098	116.13
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0158	116.81	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0158	116.81
6210	TIN115	115.00	6	1.0205	117.35	6211	PM115-9	115.00	6	1.0211	117.43
6230	CBA115	115.00	6	1.0137	116.58	6261	CHA 115	115.00	6	1.0131	116.51
6270	CAT 115	115.00	6	1.0093	116.07	6280	GIR 115	115.00	6	1.0129	116.49
6290	CATII 11	115.00	6	1.0093	116.07	6331	BAI115	115.00	6	1.0168	116.93
6332	BAM115	115.00	6	1.0170	116.96	6350	PM115-8	115.00	6	1.0189	117.18
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0193	117.22						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

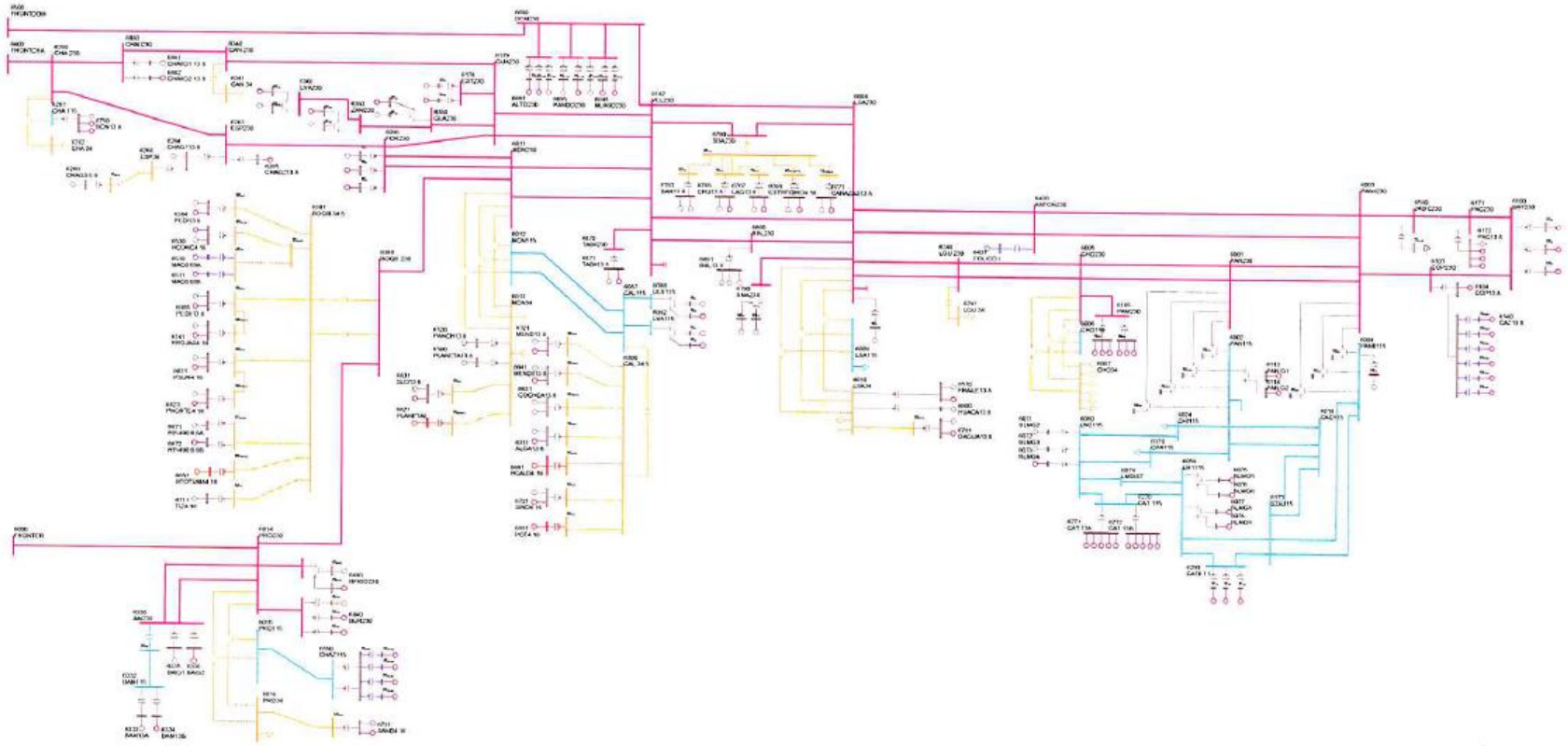
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6004	PANII115	115.00	6	0.9948	114.40	6006	CHO115	115.00	6	0.9684	111.37
6019	CVI115A	115.00	6	0.9980	114.77	6057	TOC115	115.00	6	0.9930	114.19
6580	LBO115	115.00	6	0.9976	114.73						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E SAT, MAY 14 2011 14:46
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2017 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	718.4	758.5	0.0	0.0	0.0	0.0	12.0	-52.1	-52.1	-52.1
GUATEMAL	-15.7	99.0	383.6	0.0	0.0	624.2	176.1	-50.2	-50.2	
2	519.6	512.7	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	13.2	137.7	0.0	0.0	0.0	253.7	85.7	43.5	43.5	
3	555.0	545.5	0.0	0.0	0.0	0.0	9.6	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	-122.0	179.1	45.7	0.0	0.0	518.7	118.4	53.6	53.6	
4	311.1	304.3	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-119.3	120.4	52.3	0.0	0.0	315.9	71.2	-47.2	-47.2	
5	762.2	750.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	-18.8	309.9	0.0	0.0	0.0	572.4	192.1	51.6	51.6	
6	925.1	877.0	0.0	0.0	0.0	0.0	43.0	5.2	5.2	5.1
PANAMA	-80.9	318.3	-227.5	0.0	0.0	514.3	405.0	-62.3	-62.3	
7	78.3	29.2	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	47.0	47.0	47.0
ACANAL	15.6	10.6	-15.9	0.0	0.0	0.0	9.8	11.1	11.1	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	3869.7	3777.2	0.0	0.0	0.0	0.0	92.5	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-327.8	1174.9	238.2	0.0	0.0	2799.2	1058.3	0.0	0.0	

Año 2020

Demanda Máxima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	2.5	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9979	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	2.5	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9979	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.4	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9980	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.4	12.0	-5.0	1.0000	22.9	0.9811	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.4	12.0	-5.0	1.0000	22.9	0.9811	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.1	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9969	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.1	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9969	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	90.0	13.5	50.0	-50.0	1.0100	90.1	0.9890	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	90.0	13.5	50.0	-50.0	1.0100	90.1	0.9890	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	79.1	26.0	30.0	-25.0	1.0200	81.6	0.9502	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	79.9	26.0	30.0	-25.0	1.0200	82.4	0.9508	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.3	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9811	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.3	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9811	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-2.7	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9996	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	0.7	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9747	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9747	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9919	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9919	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.6	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9981	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.6	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9981	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-7.4	14.0	-14.0	1.0000	42.8	0.9851	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-7.4	14.0	-14.0	1.0000	42.8	0.9851	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9891	14.1	0.8649	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9891	14.1	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-3.1	7.8	-7.0	1.0000	16.4	0.9819	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-3.1	7.8	-7.0	1.0000	16.4	0.9819	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-4.9	8.0	-8.0	1.0000	27.0	0.9836	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-4.9	8.0	-8.0	1.0000	27.0	0.9836	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.5	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9973	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.5	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9973	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0063	60.5	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0064	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0064	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9531	5.4	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9920	5.6			64	6

6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9920	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9531	5.0	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9703	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9703	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9702	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9975	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9975	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9695	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9695	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.7	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9945	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.7	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9945	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9991	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9991	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	0.9999	5.4	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0224	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9960	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9960	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0027	27.7	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0027	27.7	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0081	23.3	0.9074	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-1.3	9.9	-9.9	1.0000	21.4	0.9980	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	1.0	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9979	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	1.0	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9979	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	1.7	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9944	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	1.7	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9944	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9995	5.0	0.8892	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0208	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0208	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.2	2.2	-2.2	1.0000	4.4	0.9623	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.2	2.2	-2.2	1.0000	4.4	0.9623	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.0	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9688	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.0	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9688	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9999	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9999	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9999	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.3	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9070	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.3	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9070	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9421	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9421	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9681	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9681	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9577	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9577	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.3	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9123	3.3	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.3	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9123	3.3	63 6

6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9965	3.5	0.8897	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9965	3.5	0.8897	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-2.1	6.2	-6.2	1.0000	12.3	0.9851	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-2.1	6.2	-6.2	1.0000	12.3	0.9851	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0586	283.4	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-0.6	1.8	-1.8	1.0000	3.6	0.9861	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9804	4.6	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9804	4.6	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9937	17.9	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9937	17.9	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0224	4.0	0.8678	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9689	9.8	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9689	9.8	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9689	2.0	0.9058	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	2.3	9.0	-9.0	1.0000	16.5	0.9905	20.5	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G2	16.4	2.3	9.0	-9.0	1.0000	16.5	0.9905	20.5	64	6
6881	CHAIIG1	13.813.800	G1	101.7	9.2	52.3	-52.3	1.0100	101.1	0.9959	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0781	278.3	0.0000	300.0	61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	106.3	15.5	61.1	-61.1	1.0300	104.2	0.9895	138.9	62	6
6922	CB250A-2	13.800	C2	106.3	15.5	61.1	-61.1	1.0300	104.2	0.9895	138.9	62	6
6923	CB250B-1	13.800	C1	106.3	15.5	61.1	-61.1	1.0300	104.2	0.9895	138.9	62	6
6924	CB250B-2	13.800	C2	106.3	15.5	61.1	-61.1	1.0300	104.2	0.9895	138.9	62	6
SUBSYSTEM TOTALS				2249.5	790.2	1705.3	-1440.8				3496.7		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÃXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	1.1	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9981	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	8.3	11.0	0.0	1.0100	22.3	0.9287	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	10.2	15.0	0.0	1.0100	29.5	0.9398	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	1.7	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9949	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.5	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9992	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.5	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9991	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.5	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9991	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	-2.4	3.0	-3.0	0.9900	5.0	0.8677	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	-2.4	3.0	-3.0	0.9900	5.0	0.8677	6.2			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				125.8	17.8	66.0	-24.0				179.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0136	233.12	6008	LSA230	230.00	6	1.0019	230.45
6014	PRO230	230.00	6	1.0119	232.73	6096	FOR230	230.00	6	1.0002	230.04
6100	BAY230	230.00	6	1.0173	233.97	6171	PAC230	230.00	6	1.0004	230.09
6260	CHA 230	230.00	6	1.0134	233.07	6263	ESP230	230.00	6	1.0138	233.17
6330	BAI230	230.00	6	1.0115	232.65	6340	CAN 230	230.00	6	1.0011	230.24
6363	ZAM230	230.00	6	1.0046	231.06	6366	EVA230	230.00	6	1.0075	231.73
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0051	231.18	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0137	233.15
6430	ANTON230	230.00	6	1.0074	231.70	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0225	235.18
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0146	233.35	6690	DOM230	230.00	6	1.0232	235.34
6691	ALTO230	230.00	6	1.0261	236.01	6695	PANDO230	230.00	6	1.0245	235.63
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0241	235.55	6790	SMA230	230.00	6	1.0031	230.72
6840	BUR230	230.00	6	1.0142	233.27	6880	CHAII230	230.00	6	1.0127	232.93
6920	STR230	230.00	6	1.0222	235.10						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9758	224.43	6003	PANII230	230.00	6	0.9953	228.93
6005	CHO230	230.00	6	0.9632	221.53	6011	MDN230	230.00	6	0.9971	229.34
6103	COP23O	230.00	6	0.9991	229.79	6105	PAM230	230.00	6	0.9632	221.53
6178	EST230	230.00	6	0.9942	228.66	6179	GUA230	230.00	6	0.9943	228.69
6182	VEL230	230.00	6	0.9914	228.02	6240	LGU 230	230.00	6	0.9788	225.13
6360	GLA230	230.00	6	0.9992	229.81	6590	24DIC230	230.00	6	0.9973	229.38
6760	SBA230	230.00	6	0.9928	228.33	6860	BBL230	230.00	6	0.9916	228.08
6870	TABII230	230.00	6	0.9926	228.29						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0248	117.85	6004	PANII115	115.00	6	1.0224	117.58
6009	LSA115	115.00	6	1.0141	116.62	6012	MDN115	115.00	6	1.0043	115.49
6015	PRO115	115.00	6	1.0075	115.86	6018	CAC115	115.00	6	1.0240	117.75
6019	CVI115A	115.00	6	1.0121	116.39	6024	CHI115	115.00	6	1.0156	116.79
6027	LOC115A	115.00	6	1.0115	116.32	6032	MAR115A	115.00	6	1.0076	115.87
6036	SMA115	115.00	6	1.0233	117.67	6040	SFR115	115.00	6	1.0065	115.75
6047	CLA115	115.00	6	1.0150	116.72	6055	MOS115B	115.00	6	1.0212	117.44
6057	TOC115	115.00	6	1.0192	117.21	6059	LM1115	115.00	6	1.0179	117.06
6060	LM2115	115.00	6	1.0180	117.07	6066	FFIELD	115.00	6	1.0098	116.13
6074	LMDIST	115.00	6	1.0180	117.07	6087	CAL115	115.00	6	1.0101	116.16
6088	LES115	115.00	6	1.0130	116.50	6092	LVA115	115.00	6	1.0102	116.18
6123	MIR115	115.00	7	1.0335	118.85	6170	CPA115	115.00	6	1.0185	117.12
6173	STR115	115.00	6	1.0221	117.54	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0240	117.76
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0240	117.76	6210	TIN115	115.00	6	1.0197	117.27
6211	PM115-9	115.00	6	1.0204	117.35	6230	CBA115	115.00	6	1.0092	116.06
6261	CHA 115	115.00	6	1.0054	115.62	6270	CAT 115	115.00	6	1.0180	117.07
6280	GIR 115	115.00	6	1.0185	117.12	6290	CATII 11	115.00	6	1.0184	117.12
6332	BAM115	115.00	6	1.0032	115.37	6350	PM115-8	115.00	6	1.0160	116.84
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0075	115.86	6580	LBO115	115.00	6	1.0113	116.30
6910	GON115	115.00	6	1.0189	117.18						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9410	108.21	6331	BAI115	115.00	6	0.9995	114.95

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	TO BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING SET A RATING	PERCENT	RATING SET B RATING	PERCENT	RATING SET C RATING	PERCENT
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	48.1	50.0	96.2	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T3	96.2	100.0	96.2	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	48.1	50.0	96.2	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T1	WND 2	6	T1	48.6	50.0	97.1	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T2	WND 2	6	T2	47.9	50.0	95.8	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T4	WND 2	6	T4	48.5	50.0	97.0	--	--	--	--
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL 34.5	34.500	6	T1	59.8	62.5	95.8	--	--	--	--
6092	LVA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	52.8	54.0	97.7	--	--	--	--

---

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

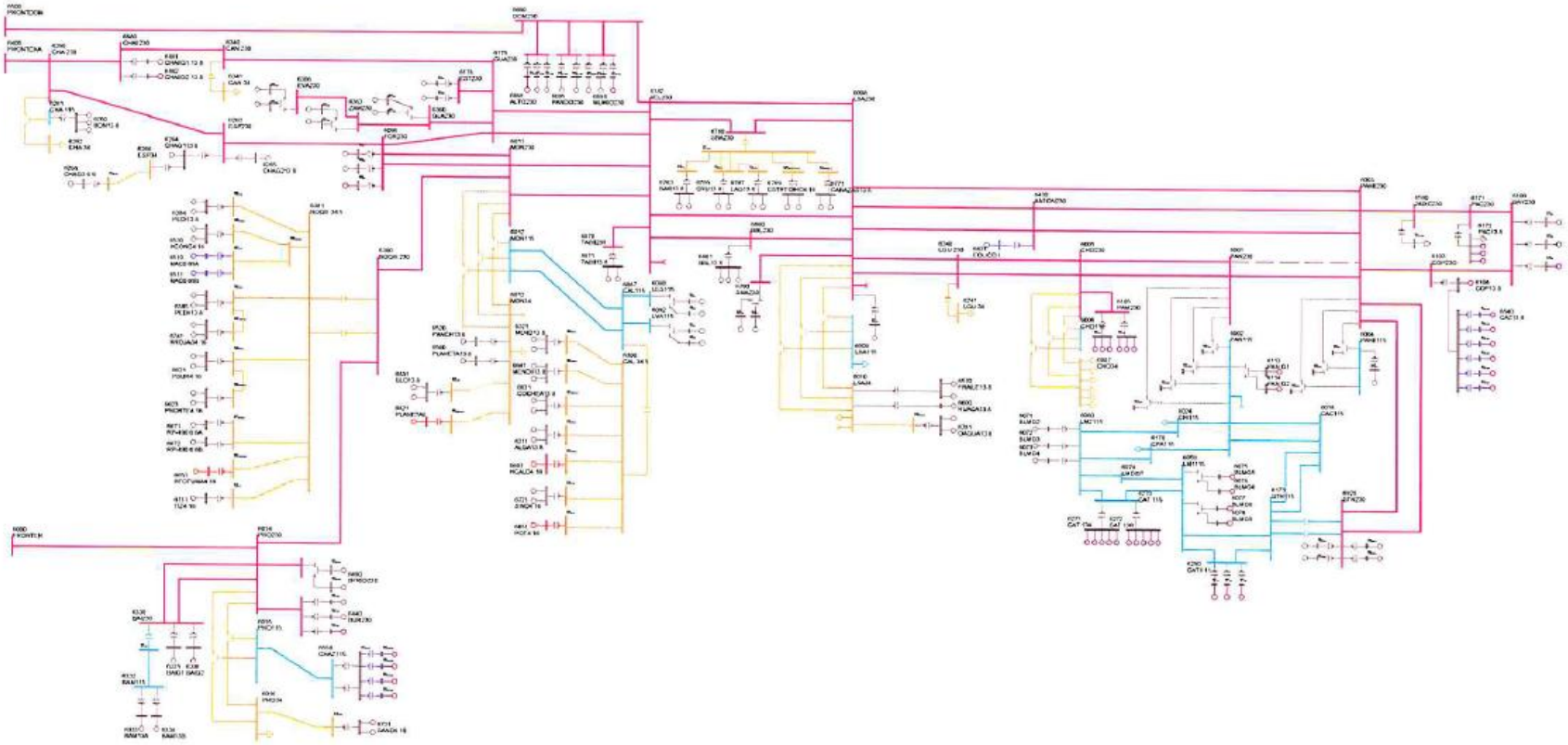
FROM BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	TO BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING SET A RATING	PERCENT	RATING SET B RATING	PERCENT	RATING SET C RATING	PERCENT

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 8:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	924.9	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.8	-277.3	-277.3	-277.3
GUATEMAL	217.8	340.6	219.3	0.0	0.0	602.5	244.8	15.6	15.6	
2	1142.3	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.3	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	300.2	367.1	-180.9	0.0	0.0	241.1	324.6	30.6	30.6	
3	1239.1	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	390.9	395.2	-20.4	0.0	0.0	469.1	452.5	32.6	32.6	
4	479.3	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-16.9	181.0	-12.8	0.0	0.0	289.0	180.8	-76.9	-76.9	
5	1521.7	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	31.9	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	265.9	558.4	-226.4	0.0	0.0	555.0	438.4	50.6	50.6	
6	2249.5	1911.3	0.0	0.0	0.0	0.0	120.7	217.5	217.5	217.3
PANAMA	790.2	334.8	-227.3	0.0	0.0	553.4	1294.1	-58.1	-58.1	
7	125.8	62.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	59.9	59.9	60.0
ACANAL	17.8	10.9	-15.8	0.0	0.0	0.0	17.2	5.6	5.6	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7682.5	7410.8	0.0	0.0	0.0	0.0	271.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1966.0	2188.0	-464.3	0.0	0.0	2710.1	2952.3	0.0	0.0	

Contingencia 1: Panamá – Panamá II



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:30
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT1

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	4.3	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9938	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	4.3	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9938	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	4.3	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9936	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.5	12.0	-5.0	1.0000	22.9	0.9807	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.5	12.0	-5.0	1.0000	22.9	0.9807	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.0	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9971	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.0	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9971	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	90.0	13.8	50.0	-50.0	1.0100	90.2	0.9884	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	90.0	13.8	50.0	-50.0	1.0100	90.2	0.9884	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	82.1	25.2	30.0	-25.0	1.0200	84.2	0.9560	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	79.9	25.0	30.0	-25.0	1.0200	82.1	0.9545	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.3	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9808	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.3	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9808	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-2.6	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9997	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	0.8	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9746	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9746	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9919	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9919	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.7	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9981	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.7	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9981	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-7.2	14.0	-14.0	1.0000	42.7	0.9856	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-7.2	14.0	-14.0	1.0000	42.7	0.9856	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9887	14.1	0.8649	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9887	14.1	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-2.8	7.8	-7.0	1.0000	16.3	0.9850	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-2.8	7.8	-7.0	1.0000	16.3	0.9850	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-4.6	8.0	-8.0	1.0000	27.0	0.9853	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-4.6	8.0	-8.0	1.0000	27.0	0.9853	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.5	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9971	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.5	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9971	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0064	60.5	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0063	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0063	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9530	5.4	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9926	5.6			64	6

6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9926	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9530	5.0	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9678	2.9	0.9122	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9678	2.9	0.9122	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9677	5.5	0.9084	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9979	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9979	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9704	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9704	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.7	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9947	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.7	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9947	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.2	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9989	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.2	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9989	4.1	64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	0.9998	5.4	0.8851	5.6	64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0224	3.8	0.8675	4.4	64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9960	7.5	64	6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9960	7.5	64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0025	27.7	0.9576	33.0	64	6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0025	27.7	0.9576	33.0	64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0080	23.3	0.9074	24.9	64	6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-1.2	9.9	-9.9	1.0000	21.3	0.9985	24.9	64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	1.2	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9972	18.5	64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	1.2	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9972	18.5	64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	1.9	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9932	18.5	64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	1.9	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9932	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9995	5.0	0.8892	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0208	4.8	0.8622	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0208	4.8	0.8622	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.2	2.2	-2.2	1.0000	4.4	0.9642	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.2	2.2	-2.2	1.0000	4.4	0.9642	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.0	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9694	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.0	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9694	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9999	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9999	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9999	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.4	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9034	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.4	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9034	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.7	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9392	5.8	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.7	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9392	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9661	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9661	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9555	5.6	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9555	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.3	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9076	3.3	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.3	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9076	3.3	63	6

6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9940	3.5	0.8897	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9940	3.5	0.8897	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-0.4	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9994	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-0.4	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9994	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0563	284.0	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-0.5	1.8	-1.8	1.0000	3.6	0.9920	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9803	4.6	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9803	4.6	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9935	17.9	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9935	17.9	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0223	4.0	0.8678	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9676	9.8	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9676	9.8	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9676	2.0	0.9058	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	2.5	9.0	-9.0	1.0000	16.6	0.9882	20.5	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G2	16.4	2.5	9.0	-9.0	1.0000	16.6	0.9882	20.5	64	6
6881	CHAIIG1	13.813.800	G1	101.7	9.4	52.3	-52.3	1.0100	101.1	0.9958	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0769	278.6	0.0000	300.0	61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	106.3	17.3	61.1	-61.1	1.0300	104.5	0.9869	138.9	62	6
6922	CB250A-2	13.800	C2	106.3	17.3	61.1	-61.1	1.0300	104.5	0.9869	138.9	62	6
6923	CB250B-1	13.800	C1	106.3	17.3	61.1	-61.1	1.0300	104.5	0.9869	138.9	62	6
6924	CB250B-2	13.800	C2	106.3	17.3	61.1	-61.1	1.0300	104.5	0.9869	138.9	62	6
SUBSYSTEM TOTALS				2252.5	809.9	1705.3	-1440.8				3496.7		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:30
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT1

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	2.2	8.0	0.0	1.0100	17.1	0.9922	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	9.3	11.0	0.0	1.0100	22.6	0.9140	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	11.3	15.0	0.0	1.0100	29.9	0.9268	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	3.1	8.0	0.0	1.0100	17.2	0.9844	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.7	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9983	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.7	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9983	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.7	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9983	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	-2.1	3.0	-3.0	0.9900	4.8	0.8940	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	-2.1	3.0	-3.0	0.9900	4.8	0.8940	6.2			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				125.8	23.5	66.0	-24.0				179.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:30
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT1

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0134	233.08	6014	PRO230	230.00	6	1.0117	232.69
6100	BAY230	230.00	6	1.0186	234.28	6103	COP23O	230.00	6	1.0009	230.21
6171	PAC230	230.00	6	1.0022	230.50	6260	CHA 230	230.00	6	1.0132	233.03
6263	ESP230	230.00	6	1.0136	233.13	6330	BAI230	230.00	6	1.0114	232.61
6340	CAN 230	230.00	6	1.0007	230.16	6363	ZAM230	230.00	6	1.0042	230.96
6366	EVA230	230.00	6	1.0071	231.64	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0048	231.11
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0136	233.12	6430	ANTON230	230.00	6	1.0074	231.70
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0224	235.14	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0144	233.31
6690	DOM230	230.00	6	1.0231	235.31	6691	ALTO230	230.00	6	1.0260	235.98
6695	PANDO230	230.00	6	1.0244	235.61	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0240	235.53
6790	SMA230	230.00	6	1.0007	230.17	6840	BUR230	230.00	6	1.0140	233.22
6880	CHAII230	230.00	6	1.0125	232.89	6920	STR230	230.00	6	1.0210	234.82

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9626	221.41	6003	PANII230	230.00	6	0.9973	229.37
6005	CHO230	230.00	6	0.9515	218.85	6008	LSA230	230.00	6	0.9995	229.88
6011	MDN230	230.00	6	0.9966	229.22	6096	FOR230	230.00	6	0.9997	229.94
6105	PAM230	230.00	6	0.9515	218.85	6178	EST230	230.00	6	0.9937	228.55
6179	GUA230	230.00	6	0.9938	228.58	6182	VEL230	230.00	6	0.9902	227.74
6240	LGU 230	230.00	6	0.9720	223.57	6360	GLA230	230.00	6	0.9987	229.71
6590	24DIC230	230.00	6	0.9992	229.81	6760	SBA230	230.00	6	0.9911	227.96
6860	BBL230	230.00	6	0.9903	227.77	6870	TABII230	230.00	6	0.9914	228.02

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:30
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT1

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0130	116.49	6004	PANII115	115.00	6	1.0212	117.44
6009	LSA115	115.00	6	1.0115	116.33	6012	MDN115	115.00	6	1.0040	115.45
6015	PRO115	115.00	6	1.0073	115.84	6018	CAC115	115.00	6	1.0124	116.42
6019	CVI115A	115.00	6	1.0078	115.89	6024	CHI115	115.00	6	1.0094	116.08
6027	LOC115A	115.00	6	1.0004	115.05	6036	SMA115	115.00	6	1.0114	116.32
6047	CLA115	115.00	6	1.0109	116.25	6055	MOS115B	115.00	6	1.0093	116.07
6057	TOC115	115.00	6	1.0180	117.07	6059	LM1115	115.00	6	1.0140	116.61
6060	LM2115	115.00	6	1.0141	116.62	6066	FFIELD	115.00	6	1.0059	115.68
6074	LMDIST	115.00	6	1.0141	116.62	6087	CAL115	115.00	6	1.0099	116.13
6088	LES115	115.00	6	1.0128	116.48	6092	LVA115	115.00	6	1.0101	116.16
6123	MIR115	115.00	7	1.0236	117.71	6170	CPA115	115.00	6	1.0122	116.40
6173	STR115	115.00	6	1.0183	117.10	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0167	116.92
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0167	116.92	6210	TIN115	115.00	6	1.0078	115.90
6211	PM115-9	115.00	6	1.0085	115.98	6261	CHA 115	115.00	6	1.0053	115.60
6270	CAT 115	115.00	6	1.0141	116.62	6280	GIR 115	115.00	6	1.0122	116.40
6290	CATII 11	115.00	6	1.0145	116.67	6332	BAM115	115.00	6	1.0031	115.36
6350	PM115-8	115.00	6	1.0045	115.51	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0073	115.84
6580	LBO115	115.00	6	1.0070	115.80	6910	GON115	115.00	6	1.0168	116.93

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

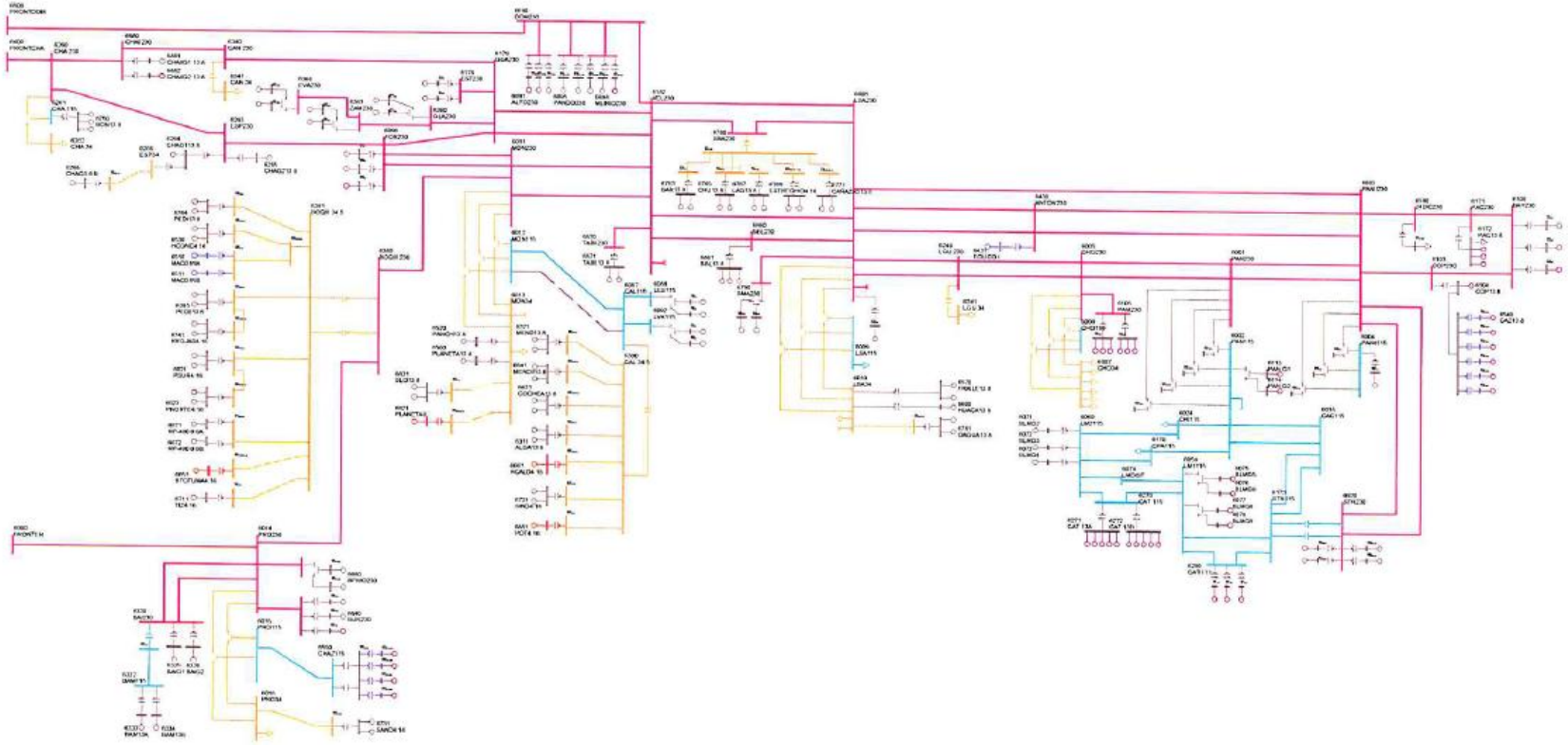
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9287	106.80	6032	MAR115A	115.00	6	0.9961	114.55
6040	SFR115	115.00	6	0.9964	114.59	6230	CBA115	115.00	6	0.9985	114.82
6331	BAI115	115.00	6	0.9994	114.93						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, MAY 18 2011   9:30
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT1
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6001 PAN230      230.00*    6   6003 PANII230    230.00     6  2B   416.9   350.0   119.1   450.0    92.6    --      --
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    48.2    50.0    96.4    --      --      --      --
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 1     6  T3    96.4   100.0    96.4    --      --      --      --
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 1     6  T2    48.2    50.0    96.4    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 2     6  T1    57.5    60.0    95.8    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 2     6  T2    57.5    60.0    95.8    --      --      --      --
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T1       WND 2     6  T1    48.6    50.0    97.2    --      --      --      --
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T2       WND 2     6  T2    47.9    50.0    95.9    --      --      --      --
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T4       WND 2     6  T4    48.6    50.0    97.1    --      --      --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    59.8    62.5    95.7    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.7    54.0    97.7    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, MAY 18 2011   9:30
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT1
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:31
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT1 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	924.9	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.8	-277.3	-277.3	-277.3
GUATEMAL	217.8	340.6	219.3	0.0	0.0	602.5	244.8	15.6	15.6	
2	1142.3	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.3	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	300.2	367.1	-180.9	0.0	0.0	241.1	324.6	30.6	30.6	
3	1239.1	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	390.9	395.2	-20.4	0.0	0.0	469.1	452.5	32.6	32.6	
4	479.3	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-16.9	181.0	-12.8	0.0	0.0	289.0	180.8	-76.9	-76.9	
5	1521.7	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	31.9	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	266.3	558.4	-226.4	0.0	0.0	554.9	438.4	50.8	50.8	
6	2252.5	1911.3	0.0	0.0	0.0	0.0	123.6	217.6	217.6	217.3
PANAMA	809.9	334.8	-222.7	0.0	0.0	548.9	1310.2	-63.4	-63.4	
7	125.8	62.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	59.8	59.8	60.0
ACANAL	23.5	10.9	-15.7	0.0	0.0	0.0	17.7	10.7	10.7	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7685.4	7410.8	0.0	0.0	0.0	0.0	274.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1991.8	2188.0	-459.6	0.0	0.0	2705.6	2968.9	0.0	0.0	

Contingencia 13: Mata de Nance – Caldera



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:50
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT13

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	2.5	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9979	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	2.5	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9979	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	2.4	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9980	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	5.0	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9764	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	5.0	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9764	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-1.5	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9984	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-1.5	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9984	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	90.0	14.1	50.0	-50.0	1.0100	90.2	0.9879	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	90.0	14.1	50.0	-50.0	1.0100	90.2	0.9879	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	81.0	26.1	30.0	-25.0	1.0200	83.4	0.9518	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	79.9	26.0	30.0	-25.0	1.0200	82.4	0.9510	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.3	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9808	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.3	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9808	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-2.5	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9997	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	0.9	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9740	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9740	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9916	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9916	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.7	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9980	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.7	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9980	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-7.1	14.0	-14.0	1.0000	42.7	0.9862	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-7.1	14.0	-14.0	1.0000	42.7	0.9862	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9887	14.1	0.8649	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9887	14.1	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-2.8	7.8	-7.0	1.0000	16.3	0.9850	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-2.8	7.8	-7.0	1.0000	16.3	0.9850	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-4.6	8.0	-8.0	1.0000	27.0	0.9853	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-4.6	8.0	-8.0	1.0000	27.0	0.9853	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.5	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9969	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.5	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9969	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0064	60.5	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0062	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0062	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9508	5.4	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.5	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9936	5.6			64	6

6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.5	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9936	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9508	5.0	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9702	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9702	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9701	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9984	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.3	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9984	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9718	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9718	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.5	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9969	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.5	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9969	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9952	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9952	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	0.9997	5.4	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0221	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9960	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9960	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0023	27.7	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0023	27.7	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0080	23.3	0.9074	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-1.2	9.9	-9.9	1.0000	21.3	0.9984	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	1.2	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9973	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	1.2	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9973	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	1.8	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9935	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	1.8	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9935	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9993	5.0	0.8892	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0205	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0205	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.1	2.2	-2.2	1.0000	4.4	0.9666	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.1	2.2	-2.2	1.0000	4.4	0.9666	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.0	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9704	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.0	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9704	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9999	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9999	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9999	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.3	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9065	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.3	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9065	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9417	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9417	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9678	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9678	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9574	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9574	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.3	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9116	3.3	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.3	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9116	3.3	63 6

6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9964	3.5	0.8897	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9964	3.5	0.8897	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-2.1	6.2	-6.2	1.0000	12.3	0.9856	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-2.1	6.2	-6.2	1.0000	12.3	0.9856	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0586	283.4	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	1.7	1.8	-1.8	1.0000	3.9	0.9005	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9780	4.6	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9780	4.6	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9933	17.9	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9933	17.9	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0220	4.0	0.8678	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9685	9.8	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9685	9.8	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9685	2.0	0.9058	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	2.4	9.0	-9.0	1.0000	16.6	0.9897	20.5	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G2	16.4	2.4	9.0	-9.0	1.0000	16.6	0.9897	20.5	64	6
6881	CHAIIG1	13.813.800	G1	101.7	9.4	52.3	-52.3	1.0100	101.1	0.9958	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0781	278.3	0.0000	300.0	61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	106.3	15.5	61.1	-61.1	1.0300	104.2	0.9896	138.9	62	6
6922	CB250A-2	13.800	C2	106.3	15.5	61.1	-61.1	1.0300	104.2	0.9896	138.9	62	6
6923	CB250B-1	13.800	C1	106.3	15.5	61.1	-61.1	1.0300	104.2	0.9896	138.9	62	6
6924	CB250B-2	13.800	C2	106.3	15.5	61.1	-61.1	1.0300	104.2	0.9896	138.9	62	6
SUBSYSTEM TOTALS				2251.4	801.1	1705.3	-1440.8				3496.7		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:50
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT13

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	1.0	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9981	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	8.3	11.0	0.0	1.0100	22.3	0.9287	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	10.2	15.0	0.0	1.0100	29.4	0.9398	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	1.7	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9950	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.5	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9992	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.5	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9991	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.5	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9991	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	-2.5	3.0	-3.0	0.9900	5.0	0.8676	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	-2.5	3.0	-3.0	0.9900	5.0	0.8676	6.2			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				125.8	17.8	66.0	-24.0				179.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:50
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT13

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0132	233.04	6008	LSA230	230.00	6	1.0019	230.43
6014	PRO230	230.00	6	1.0114	232.63	6100	BAY230	230.00	6	1.0173	233.98
6171	PAC230	230.00	6	1.0004	230.10	6260	CHA 230	230.00	6	1.0131	233.02
6263	ESP230	230.00	6	1.0135	233.11	6330	BAI230	230.00	6	1.0112	232.57
6340	CAN 230	230.00	6	1.0007	230.16	6363	ZAM230	230.00	6	1.0042	230.96
6366	EVA230	230.00	6	1.0071	231.64	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0043	230.99
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0135	233.11	6430	ANTON230	230.00	6	1.0074	231.71
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0224	235.15	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0141	233.25
6690	DOM230	230.00	6	1.0231	235.32	6691	ALTO230	230.00	6	1.0260	235.99
6695	PANDO230	230.00	6	1.0244	235.62	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0241	235.53
6790	SMA230	230.00	6	1.0031	230.71	6840	BUR230	230.00	6	1.0138	233.16
6880	CHAII230	230.00	6	1.0125	232.88	6920	STR230	230.00	6	1.0222	235.10

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9758	224.44	6003	PANII230	230.00	6	0.9954	228.94
6005	CHO230	230.00	6	0.9632	221.54	6011	MDN230	230.00	6	0.9958	229.03
6096	FOR230	230.00	6	0.9994	229.87	6103	COP23O	230.00	6	0.9991	229.80
6105	PAM230	230.00	6	0.9632	221.54	6178	EST230	230.00	6	0.9937	228.55
6179	GUA230	230.00	6	0.9938	228.58	6182	VEL230	230.00	6	0.9910	227.92
6240	LGU 230	230.00	6	0.9789	225.14	6360	GLA230	230.00	6	0.9987	229.71
6590	24DIC230	230.00	6	0.9973	229.39	6760	SBA230	230.00	6	0.9925	228.28
6860	BBL230	230.00	6	0.9912	227.99	6870	TABII230	230.00	6	0.9922	228.20

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:50
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT13

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0248	117.85	6004	PANII115	115.00	6	1.0225	117.58
6009	LSA115	115.00	6	1.0141	116.62	6015	PRO115	115.00	6	1.0071	115.82
6018	CAC115	115.00	6	1.0240	117.76	6019	CVI115A	115.00	6	1.0122	116.40
6024	CHI115	115.00	6	1.0156	116.80	6027	LOC115A	115.00	6	1.0115	116.33
6032	MAR115A	115.00	6	1.0076	115.88	6036	SMA115	115.00	6	1.0233	117.68
6040	SFR115	115.00	6	1.0065	115.75	6047	CLA115	115.00	6	1.0150	116.73
6055	MOS115B	115.00	6	1.0213	117.45	6057	TOC115	115.00	6	1.0193	117.21
6059	LM1115	115.00	6	1.0179	117.06	6060	LM2115	115.00	6	1.0180	117.07
6066	FFIELD	115.00	6	1.0098	116.13	6074	LMDIST	115.00	6	1.0180	117.07
6087	CAL115	115.00	6	1.0081	115.93	6088	LES115	115.00	6	1.0112	116.29
6092	LVA115	115.00	6	1.0083	115.96	6123	MIR115	115.00	7	1.0335	118.86
6170	CPA115	115.00	6	1.0185	117.13	6173	STR115	115.00	6	1.0221	117.54
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0240	117.76	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0240	117.76
6210	TIN115	115.00	6	1.0198	117.27	6211	PM115-9	115.00	6	1.0205	117.36
6230	CBA115	115.00	6	1.0093	116.07	6261	CHA 115	115.00	6	1.0052	115.60
6270	CAT 115	115.00	6	1.0180	117.07	6280	GIR 115	115.00	6	1.0185	117.13
6290	CATII 11	115.00	6	1.0184	117.12	6332	BAM115	115.00	6	1.0030	115.35
6350	PM115-8	115.00	6	1.0160	116.85	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0071	115.82
6580	LBO115	115.00	6	1.0114	116.31	6910	GON115	115.00	6	1.0190	117.18

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9410	108.22	6012	MDN115	115.00	6	0.9998	114.98
6331	BAI115	115.00	6	0.9992	114.91						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:50
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT13
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	48.1	50.0	96.2	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T3	96.2	100.0	96.2	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	48.1	50.0	96.2	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6012	MDN115	115.00	6	6087	CAL115	115.00*	6	15	154.9	93.0	166.6	175.0	88.5	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T1	WND 2	6	T1	48.6	50.0	97.1	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T2	WND 2	6	T2	47.9	50.0	95.8	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T4	WND 2	6	T4	48.5	50.0	97.0	--	--	--	--
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL 34.5	34.500	6	T1	59.7	62.5	95.6	--	--	--	--
6092	LVA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	52.6	54.0	97.4	--	--	--	--

---

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:50
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT13
OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

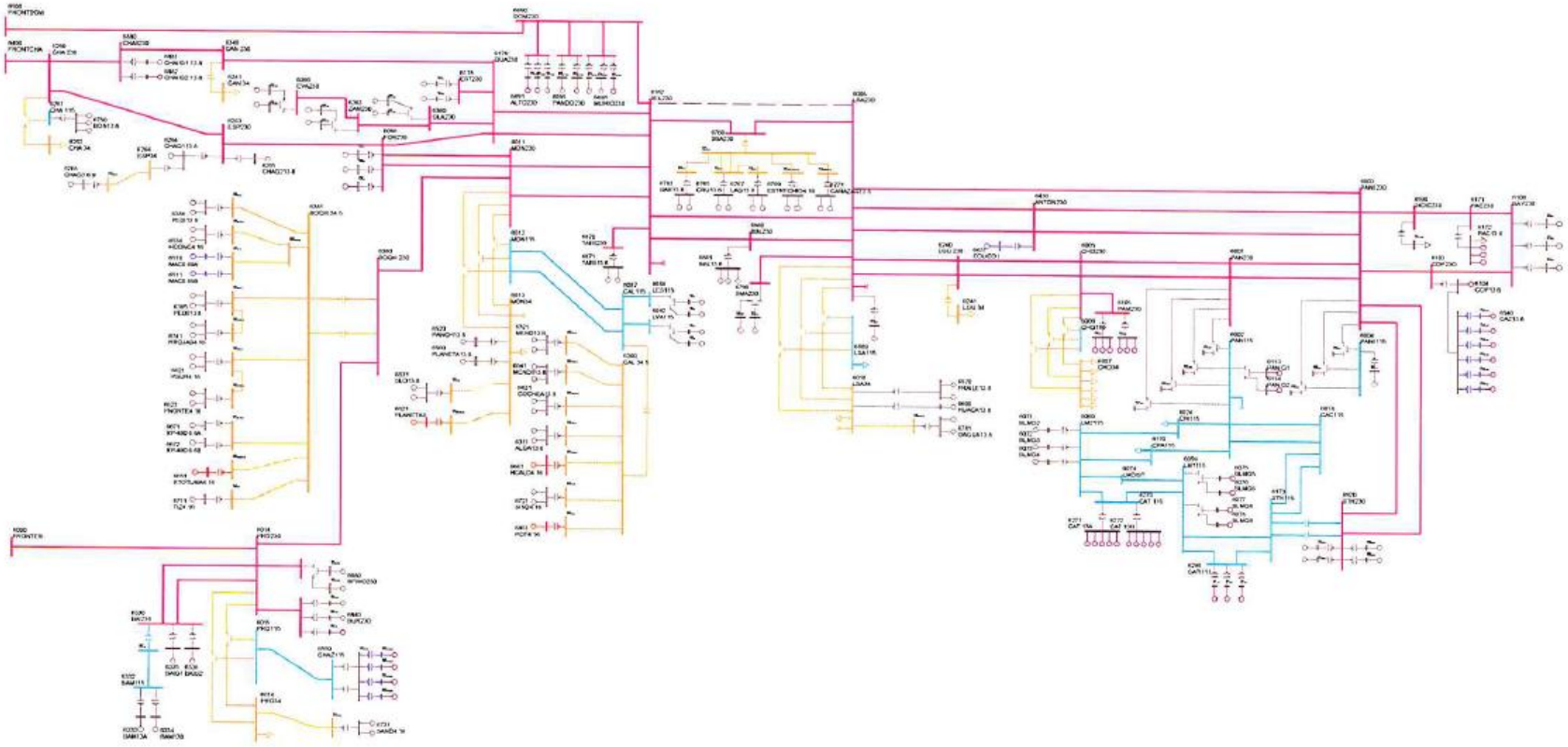
FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 9:50
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT13 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	924.9	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.8	-277.3	-277.3	-277.3
GUATEMAL	217.8	340.6	219.3	0.0	0.0	602.5	244.8	15.6	15.6	
2	1142.3	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.3	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	300.2	367.1	-180.9	0.0	0.0	241.1	324.6	30.6	30.6	
3	1239.1	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	390.9	395.2	-20.4	0.0	0.0	469.1	452.5	32.6	32.6	
4	479.3	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-16.9	181.0	-12.8	0.0	0.0	289.0	180.8	-76.9	-76.9	
5	1521.7	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	31.9	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	266.4	558.4	-226.4	0.0	0.0	554.9	438.4	50.9	50.9	
6	2251.4	1911.3	0.0	0.0	0.0	0.0	122.6	217.5	217.5	217.3
PANAMA	801.1	334.8	-227.3	0.0	0.0	552.1	1304.1	-58.4	-58.4	
7	125.8	62.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	59.9	59.9	60.0
ACANAL	17.8	10.9	-15.8	0.0	0.0	0.0	17.2	5.6	5.6	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7684.4	7410.8	0.0	0.0	0.0	0.0	273.6	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1977.4	2188.0	-464.3	0.0	0.0	2708.7	2962.4	0.0	0.0	

Contingencia 21: Llano Sánchez – Veladero



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:03
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT 21

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	4.4	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9933	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	4.4	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9933	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	4.5	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9931	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	5.2	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9742	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	5.2	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9742	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-1.2	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9989	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-1.2	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9989	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	90.0	19.1	50.0	-50.0	1.0100	91.1	0.9783	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	90.0	19.1	50.0	-50.0	1.0100	91.1	0.9783	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	60.2	27.0	30.0	-25.0	1.0200	64.7	0.9122	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	60.2	27.0	30.0	-25.0	1.0200	64.7	0.9122	94.0			61	6
6110	BAYG3	13.800	B3	60.2	10.8	67.0	-25.0	1.0100	60.5	0.9843	100.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	12.5	29.0	-29.0	1.0000	58.3	0.9769	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	12.5	29.0	-29.0	1.0000	58.3	0.9769	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-0.8	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	2.6	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9997	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9737	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9737	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9915	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9915	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9976	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9976	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-5.6	14.0	-14.0	1.0000	42.5	0.9913	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-5.6	14.0	-14.0	1.0000	42.5	0.9913	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9826	14.2	0.8649	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9826	14.2	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	1.0	7.8	-7.0	1.0000	16.1	0.9979	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	1.0	7.8	-7.0	1.0000	16.1	0.9979	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-1.0	8.0	-8.0	1.0000	26.6	0.9994	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-1.0	8.0	-8.0	1.0000	26.6	0.9994	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.4	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9992	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.4	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9992	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.7	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9943	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.7	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9943	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	4.5	10.5	-10.5	1.0000	60.2	0.9972	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0053	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0053	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9510	5.4	0.9216	6.2			64	6

6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9988	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9988	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9510	5.0	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9483	3.0	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9483	3.0	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9483	5.6	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9999	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9999	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9819	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9819	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.4	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9978	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.4	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9978	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9925	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9925	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	0.9988	5.4	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0219	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9956	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9956	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-7.9	8.0	-8.0	1.0000	27.8	0.9583	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-7.9	8.0	-8.0	1.0000	27.8	0.9583	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0063	23.3	0.9074	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	1.1	9.9	-9.9	1.0000	21.3	0.9986	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	3.3	12.8	-8.3	1.0000	16.2	0.9791	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	3.3	12.8	-8.3	1.0000	16.2	0.9791	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	4.3	12.8	-8.3	1.0000	16.4	0.9657	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	4.3	12.8	-8.3	1.0000	16.4	0.9657	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9984	5.0	0.8892	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0204	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0204	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-0.7	2.2	-2.2	1.0000	4.3	0.9855	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-0.7	2.2	-2.2	1.0000	4.3	0.9855	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9780	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9780	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	4.0	4.0	-4.0	0.9930	8.3	0.8757	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	4.0	4.0	-4.0	0.9930	8.3	0.8757	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	2.5	2.6	-2.6	1.0000	5.2	0.8803	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	2.5	2.6	-2.6	1.0000	5.2	0.8803	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	2.0	2.6	-2.6	1.0000	5.1	0.9212	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	2.0	2.6	-2.6	1.0000	5.1	0.9212	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	2.3	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.9064	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	2.3	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.9064	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9908	3.2	0.8885	3.3	63 6

6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9908	3.2	0.8885	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9741	3.5	0.8897	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9741	3.5	0.8897	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	6.2	6.2	-6.2	0.9902	13.8	0.8894	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	6.2	6.2	-6.2	0.9902	13.8	0.8894	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0376	289.1	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	1.5	1.8	-1.8	1.0000	3.9	0.9170	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9782	4.6	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9782	4.6	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9910	18.0	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9910	18.0	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0219	4.0	0.8678	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9488	10.0	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9488	10.0	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9488	2.1	0.9058	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	6.1	9.0	-9.0	1.0000	17.5	0.9372	20.5	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G2	16.4	6.1	9.0	-9.0	1.0000	17.5	0.9372	20.5	64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	101.7	11.4	52.3	-52.3	1.0100	101.3	0.9938	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0695	280.5	0.0000	300.0	61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	106.3	19.2	61.1	-61.1	1.0300	104.8	0.9840	138.9	62	6
6922	CB250A-2	13.800	C2	106.3	19.2	61.1	-61.1	1.0300	104.8	0.9840	138.9	62	6
6923	CB250B-1	13.800	C1	106.3	19.2	61.1	-61.1	1.0300	104.8	0.9840	138.9	62	6
6924	CB250B-2	13.800	C2	106.3	19.2	61.1	-61.1	1.0300	104.8	0.9840	138.9	62	6
SUBSYSTEM TOTALS				2271.0	933.4	1772.3	-1465.8				3596.7		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:03
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT 21

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	2.0	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9934	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	9.1	11.0	0.0	1.0100	22.6	0.9165	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	11.1	15.0	0.0	1.0100	29.8	0.9289	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	2.8	8.0	0.0	1.0100	17.2	0.9865	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.6	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9984	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.6	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9984	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.6	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9984	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	-2.1	3.0	-3.0	0.9900	4.8	0.8961	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	-2.1	3.0	-3.0	0.9900	4.8	0.8961	6.2			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				125.8	22.8	66.0	-24.0				179.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:03
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT 21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0110	232.53	6014	PRO230	230.00	6	1.0091	232.09
6100	BAY230	230.00	6	1.0137	233.16	6260	CHA 230	230.00	6	1.0109	232.50
6263	ESP230	230.00	6	1.0112	232.59	6330	BAI230	230.00	6	1.0092	232.11
6366	EVA230	230.00	6	1.0020	230.47	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0004	230.10
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0114	232.63	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0206	234.73
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0118	232.71	6690	DOM230	230.00	6	1.0213	234.90
6691	ALTO230	230.00	6	1.0243	235.59	6695	PANDO230	230.00	6	1.0233	235.35
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0227	235.23	6840	BUR230	230.00	6	1.0114	232.62
6880	CHAII230	230.00	6	1.0099	232.27	6920	STR230	230.00	6	1.0197	234.53

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9659	222.17	6003	PANII230	230.00	6	0.9861	226.81
6005	CHO230	230.00	6	0.9501	218.53	6008	LSA230	230.00	6	0.9798	225.36
6011	MDN230	230.00	6	0.9896	227.60	6096	FOR230	230.00	6	0.9941	228.64
6103	COP23O	230.00	6	0.9907	227.86	6105	PAM230	230.00	6	0.9501	218.53
6171	PAC230	230.00	6	0.9927	228.32	6178	EST230	230.00	6	0.9872	227.06
6179	GUA230	230.00	6	0.9873	227.07	6182	VEL230	230.00	6	0.9735	223.91
6240	LGU 230	230.00	6	0.9603	220.86	6340	CAN 230	230.00	6	0.9957	229.01
6360	GLA230	230.00	6	0.9927	228.33	6363	ZAM230	230.00	6	0.9988	229.73
6430	ANTON230	230.00	6	0.9961	229.09	6590	24DIC230	230.00	6	0.9888	227.43
6760	SBA230	230.00	6	0.9668	222.37	6790	SMA230	230.00	6	0.9815	225.75
6860	BBL230	230.00	6	0.9710	223.32	6870	TABII230	230.00	6	0.9756	224.39

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:03
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT 21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0150	116.72	6004	PANII115	115.00	6	1.0134	116.54
6015	PRO115	115.00	6	1.0053	115.61	6018	CAC115	115.00	6	1.0143	116.64
6019	CVI115A	115.00	6	1.0026	115.30	6024	CHI115	115.00	6	1.0076	115.87
6027	LOC115A	115.00	6	1.0015	115.17	6036	SMA115	115.00	6	1.0135	116.55
6047	CLA115	115.00	6	1.0065	115.75	6055	MOS115B	115.00	6	1.0114	116.31
6057	TOC115	115.00	6	1.0102	116.17	6059	LM1115	115.00	6	1.0137	116.57
6060	LM2115	115.00	6	1.0137	116.58	6066	FFIELD	115.00	6	1.0056	115.64
6074	LMDIST	115.00	6	1.0137	116.58	6087	CAL115	115.00	6	1.0072	115.83
6088	LES115	115.00	6	1.0104	116.20	6092	LVA115	115.00	6	1.0075	115.86
6123	MIR115	115.00	7	1.0252	117.90	6170	CPA115	115.00	6	1.0126	116.45
6173	STR115	115.00	6	1.0179	117.06	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0174	117.00
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0174	117.00	6210	TIN115	115.00	6	1.0098	116.13
6211	PM115-9	115.00	6	1.0106	116.22	6261	CHA 115	115.00	6	1.0036	115.41
6270	CAT 115	115.00	6	1.0137	116.58	6280	GIR 115	115.00	6	1.0126	116.45
6290	CATII 11	115.00	6	1.0141	116.63	6332	BAM115	115.00	6	1.0019	115.21
6350	PM115-8	115.00	6	1.0061	115.70	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0053	115.61
6580	LBO115	115.00	6	1.0018	115.21	6910	GON115	115.00	6	1.0101	116.16

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9273	106.63	6009	LSA115	115.00	6	0.9910	113.96
6012	MDN115	115.00	6	0.9994	114.93	6032	MAR115A	115.00	6	0.9975	114.71
6040	SFR115	115.00	6	0.9964	114.59	6230	CBA115	115.00	6	0.9992	114.91
6331	BAI115	115.00	6	0.9977	114.74						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:03
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT 21
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	48.2	50.0	96.4	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T3	96.4	100.0	96.4	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	48.2	50.0	96.4	--	--	--	--
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	4A	376.2	314.0	119.8	450.0	83.6	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T1	WND 2	6	T1	48.6	50.0	97.2	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T2	WND 2	6	T2	47.9	50.0	95.9	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T4	WND 2	6	T4	48.5	50.0	97.1	--	--	--	--
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL 34.5	34.500	6	T1	59.7	62.5	95.5	--	--	--	--
6092	LVA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	52.5	54.0	97.2	--	--	--	--
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	4B	328.4	314.0	104.6	450.0	73.0	--	--

---

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:03
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT 21
OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

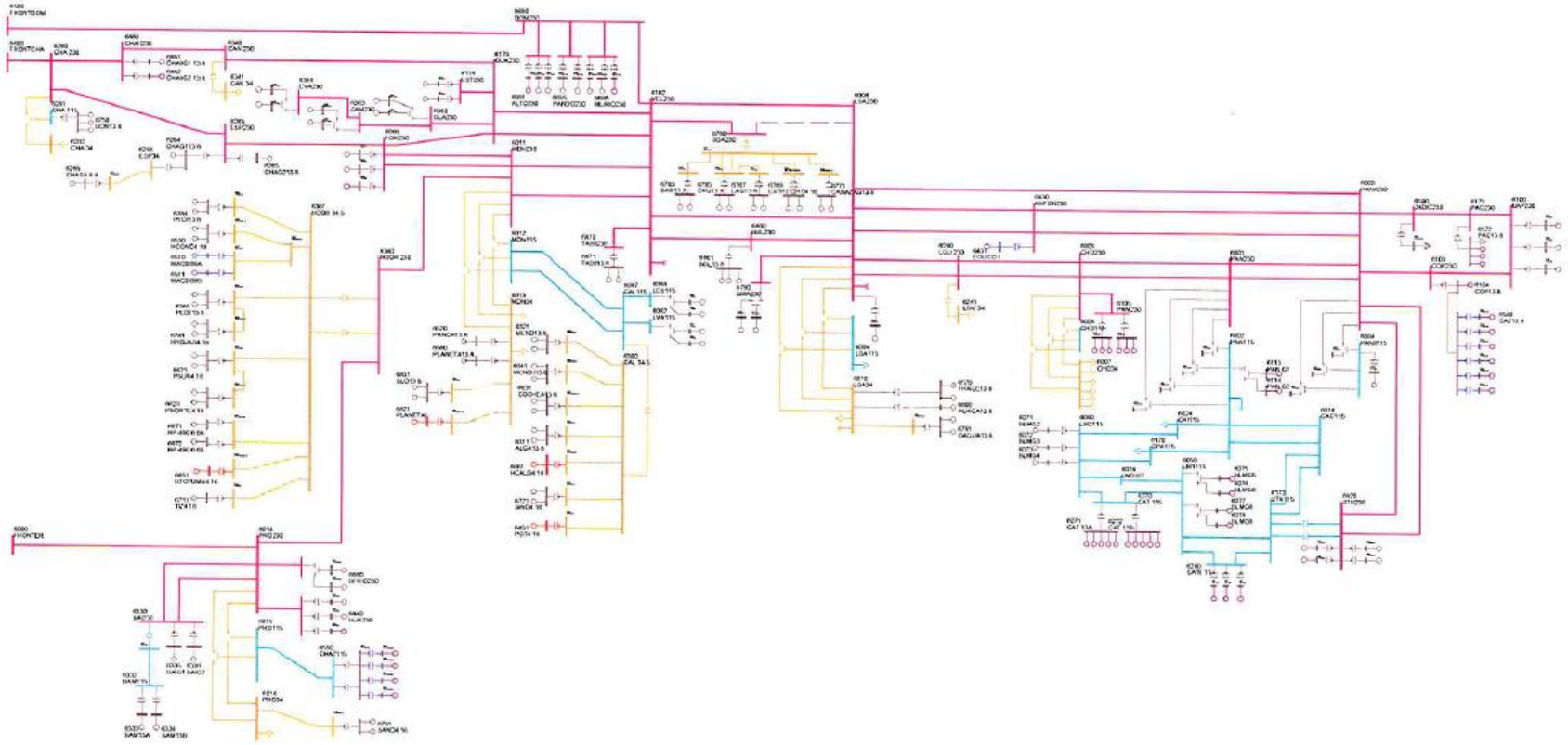
FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:03
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT 21 IN MW/MVAR

	FROM GENE-	TO LOAD AT AREA	TO BUS	TO GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	924.9	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.8	-277.3	-277.3	-277.3
GUATEMAL	217.8	340.6	219.3	0.0	0.0	602.5	244.8	15.6	15.6	
2	1142.3	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.3	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	300.2	367.1	-180.9	0.0	0.0	241.1	324.6	30.6	30.6	
3	1239.1	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	390.9	395.2	-20.4	0.0	0.0	469.1	452.5	32.6	32.6	
4	479.3	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-16.7	181.0	-12.8	0.0	0.0	289.0	180.8	-76.8	-76.8	
5	1521.7	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	32.0	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	270.8	558.4	-226.2	0.0	0.0	554.4	439.0	54.2	54.2	
6	2271.0	1911.3	0.0	0.0	0.0	0.0	142.1	217.6	217.6	217.3
PANAMA	933.4	334.8	-223.0	0.0	0.0	520.5	1408.3	-66.3	-66.3	
7	125.8	62.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	59.8	59.8	60.0
ACANAL	22.8	10.9	-15.7	0.0	0.0	0.0	17.6	10.0	10.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7704.0	7410.8	0.0	0.0	0.0	0.0	293.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	2119.1	2188.0	-459.7	0.0	0.0	2676.7	3067.5	0.0	0.0	

Contingencia 22: Llano Sánchez – San Bartolo



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT22

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	4.7	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9923	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	4.7	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9923	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	4.8	15.0	0.0	1.0200	37.6	0.9920	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	5.3	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9736	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	5.3	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9736	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-1.1	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9991	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-1.1	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9991	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	90.0	19.5	50.0	-50.0	1.0100	91.2	0.9773	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	90.0	19.5	50.0	-50.0	1.0100	91.2	0.9773	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	61.1	27.8	30.0	-25.0	1.0200	65.8	0.9105	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	61.1	27.8	30.0	-25.0	1.0200	65.8	0.9105	94.0			61	6
6110	BAYG3	13.800	B3	61.1	11.6	67.0	-25.0	1.0100	61.6	0.9825	100.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	12.6	29.0	-29.0	1.0000	58.4	0.9765	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	12.6	29.0	-29.0	1.0000	58.4	0.9765	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-0.7	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	2.8	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9996	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9736	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9736	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9915	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9915	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9975	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9975	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-5.5	14.0	-14.0	1.0000	42.5	0.9916	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-5.5	14.0	-14.0	1.0000	42.5	0.9916	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9821	14.2	0.8649	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9821	14.2	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	1.4	7.8	-7.0	1.0000	16.1	0.9964	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	1.4	7.8	-7.0	1.0000	16.1	0.9964	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-0.6	8.0	-8.0	1.0000	26.6	0.9997	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-0.6	8.0	-8.0	1.0000	26.6	0.9997	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.4	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9991	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.4	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9991	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.7	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9941	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.7	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9941	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	8.6	10.5	-10.5	1.0000	60.6	0.9900	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0052	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0052	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9508	5.4	0.9216	6.2			64	6

6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9990	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9990	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9508	5.0	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9448	3.0	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9448	3.0	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9447	5.6	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9998	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9998	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9828	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9828	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.4	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9980	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.4	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9980	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9917	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9917	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	0.9987	5.4	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0219	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9956	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9956	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-7.8	8.0	-8.0	1.0000	27.7	0.9595	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-7.8	8.0	-8.0	1.0000	27.7	0.9595	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0062	23.3	0.9074	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	1.3	9.9	-9.9	1.0000	21.3	0.9981	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	3.5	12.8	-8.3	1.0000	16.2	0.9769	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	3.5	12.8	-8.3	1.0000	16.2	0.9769	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	4.5	12.8	-8.3	1.0000	16.4	0.9626	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	4.5	12.8	-8.3	1.0000	16.4	0.9626	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9983	5.0	0.8892	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0203	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0203	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-0.7	2.2	-2.2	1.0000	4.3	0.9866	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-0.7	2.2	-2.2	1.0000	4.3	0.9866	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9786	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9786	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.9	4.0	-4.0	1.0000	8.2	0.8763	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.9	4.0	-4.0	1.0000	8.2	0.8763	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	2.0	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9174	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	2.0	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9174	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9502	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9502	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.8	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.9377	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.8	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.9377	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9979	3.2	0.8885	3.3	63 6

6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9979	3.2	0.8885	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9705	3.6	0.8897	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9705	3.6	0.8897	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	6.2	6.2	-6.2	0.9867	13.9	0.8894	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	6.2	6.2	-6.2	0.9867	13.9	0.8894	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0343	290.1	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	1.7	1.8	-1.8	1.0000	3.9	0.9004	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9780	4.6	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9780	4.6	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9908	18.0	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9908	18.0	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0219	4.0	0.8678	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9470	10.0	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9470	10.0	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9470	2.1	0.9058	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	6.4	9.0	-9.0	1.0000	17.6	0.9314	20.5	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G2	16.4	6.4	9.0	-9.0	1.0000	17.6	0.9314	20.5	64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	101.7	11.6	52.3	-52.3	1.0100	101.3	0.9936	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0681	280.9	0.0000	300.0	61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	106.3	19.9	61.1	-61.1	1.0300	104.9	0.9830	138.9	62	6
6922	CB250A-2	13.800	C2	106.3	19.9	61.1	-61.1	1.0300	104.9	0.9830	138.9	62	6
6923	CB250B-1	13.800	C1	106.3	19.9	61.1	-61.1	1.0300	104.9	0.9830	138.9	62	6
6924	CB250B-2	13.800	C2	106.3	19.9	61.1	-61.1	1.0300	104.9	0.9830	138.9	62	6
SUBSYSTEM TOTALS				2273.8	946.1	1772.3	-1465.8				3596.7		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT22

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	2.1	8.0	0.0	1.0100	17.1	0.9924	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	9.3	11.0	0.0	1.0100	22.6	0.9144	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	11.3	15.0	0.0	1.0100	29.9	0.9271	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	3.0	8.0	0.0	1.0100	17.2	0.9848	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.7	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9983	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.7	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9983	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.7	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9983	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	-2.1	3.0	-3.0	0.9900	4.8	0.9006	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	-2.1	3.0	-3.0	0.9900	4.8	0.9006	6.2			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				125.8	23.6	66.0	-24.0				179.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT22

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0108	232.49	6014	PRO230	230.00	6	1.0089	232.05
6100	BAY230	230.00	6	1.0129	232.97	6260	CHA 230	230.00	6	1.0107	232.45
6263	ESP230	230.00	6	1.0110	232.54	6330	BAI230	230.00	6	1.0090	232.07
6366	EVA230	230.00	6	1.0016	230.37	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0001	230.01
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0113	232.59	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0204	234.70
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0116	232.67	6690	DOM230	230.00	6	1.0211	234.86
6691	ALTO230	230.00	6	1.0241	235.55	6695	PANDO230	230.00	6	1.0232	235.33
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0226	235.21	6840	BUR230	230.00	6	1.0112	232.58
6880	CHAII230	230.00	6	1.0096	232.21	6920	STR230	230.00	6	1.0193	234.44

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9643	221.79	6003	PANII230	230.00	6	0.9846	226.46
6005	CHO230	230.00	6	0.9480	218.04	6008	LSA230	230.00	6	0.9762	224.54
6011	MDN230	230.00	6	0.9889	227.46	6096	FOR230	230.00	6	0.9936	228.53
6103	COP23O	230.00	6	0.9893	227.54	6105	PAM230	230.00	6	0.9480	218.04
6171	PAC230	230.00	6	0.9914	228.02	6178	EST230	230.00	6	0.9867	226.93
6179	GUA230	230.00	6	0.9867	226.95	6182	VEL230	230.00	6	0.9721	223.58
6240	LGU 230	230.00	6	0.9573	220.17	6340	CAN 230	230.00	6	0.9953	228.91
6360	GLA230	230.00	6	0.9922	228.21	6363	ZAM230	230.00	6	0.9983	229.62
6430	ANTON230	230.00	6	0.9947	228.78	6590	24DIC230	230.00	6	0.9874	227.11
6760	SBA230	230.00	6	0.9800	225.40	6790	SMA230	230.00	6	0.9780	224.93
6860	BBL230	230.00	6	0.9691	222.90	6870	TABII230	230.00	6	0.9742	224.07

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT22

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0134	116.54	6004	PANII115	115.00	6	1.0120	116.37
6015	PRO115	115.00	6	1.0052	115.60	6018	CAC115	115.00	6	1.0127	116.46
6019	CVI115A	115.00	6	1.0011	115.13	6024	CHI115	115.00	6	1.0063	115.72
6036	SMA115	115.00	6	1.0119	116.36	6047	CLA115	115.00	6	1.0051	115.59
6055	MOS115B	115.00	6	1.0097	116.12	6057	TOC115	115.00	6	1.0087	116.00
6059	LM1115	115.00	6	1.0130	116.49	6060	LM2115	115.00	6	1.0130	116.50
6066	FFIELD	115.00	6	1.0049	115.56	6074	LMDIST	115.00	6	1.0130	116.50
6087	CAL115	115.00	6	1.0070	115.80	6088	LES115	115.00	6	1.0102	116.18
6092	LVA115	115.00	6	1.0073	115.84	6123	MIR115	115.00	7	1.0238	117.74
6170	CPA115	115.00	6	1.0116	116.34	6173	STR115	115.00	6	1.0172	116.98
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0163	116.87	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0163	116.87
6210	TIN115	115.00	6	1.0082	115.94	6211	PM115-9	115.00	6	1.0089	116.03
6261	CHA 115	115.00	6	1.0034	115.40	6270	CAT 115	115.00	6	1.0130	116.50
6280	GIR 115	115.00	6	1.0116	116.34	6290	CATII 11	115.00	6	1.0134	116.55
6332	BAM115	115.00	6	1.0018	115.20	6350	PM115-8	115.00	6	1.0045	115.52
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0052	115.60	6580	LBO115	115.00	6	1.0003	115.03
6910	GON115	115.00	6	1.0087	116.00						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9250	106.38	6009	LSA115	115.00	6	0.9873	113.53
6012	MDN115	115.00	6	0.9990	114.88	6027	LOC115A	115.00	6	0.9999	114.98
6032	MAR115A	115.00	6	0.9958	114.52	6040	SFR115	115.00	6	0.9948	114.40
6230	CBA115	115.00	6	0.9976	114.72	6331	BAI115	115.00	6	0.9976	114.73

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT22
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	48.2	50.0	96.5	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T3	96.5	100.0	96.5	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	48.2	50.0	96.5	--	--	--	--
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	15	365.5	314.0	116.4	450.0	81.2	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T1	WND 2	6	T1	48.6	50.0	97.2	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T2	WND 2	6	T2	47.9	50.0	95.9	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T4	WND 2	6	T4	48.6	50.0	97.1	--	--	--	--
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL 34.5	34.500	6	T1	59.7	62.5	95.5	--	--	--	--
6092	LVA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	52.5	54.0	97.2	--	--	--	--

---

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT22
OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT

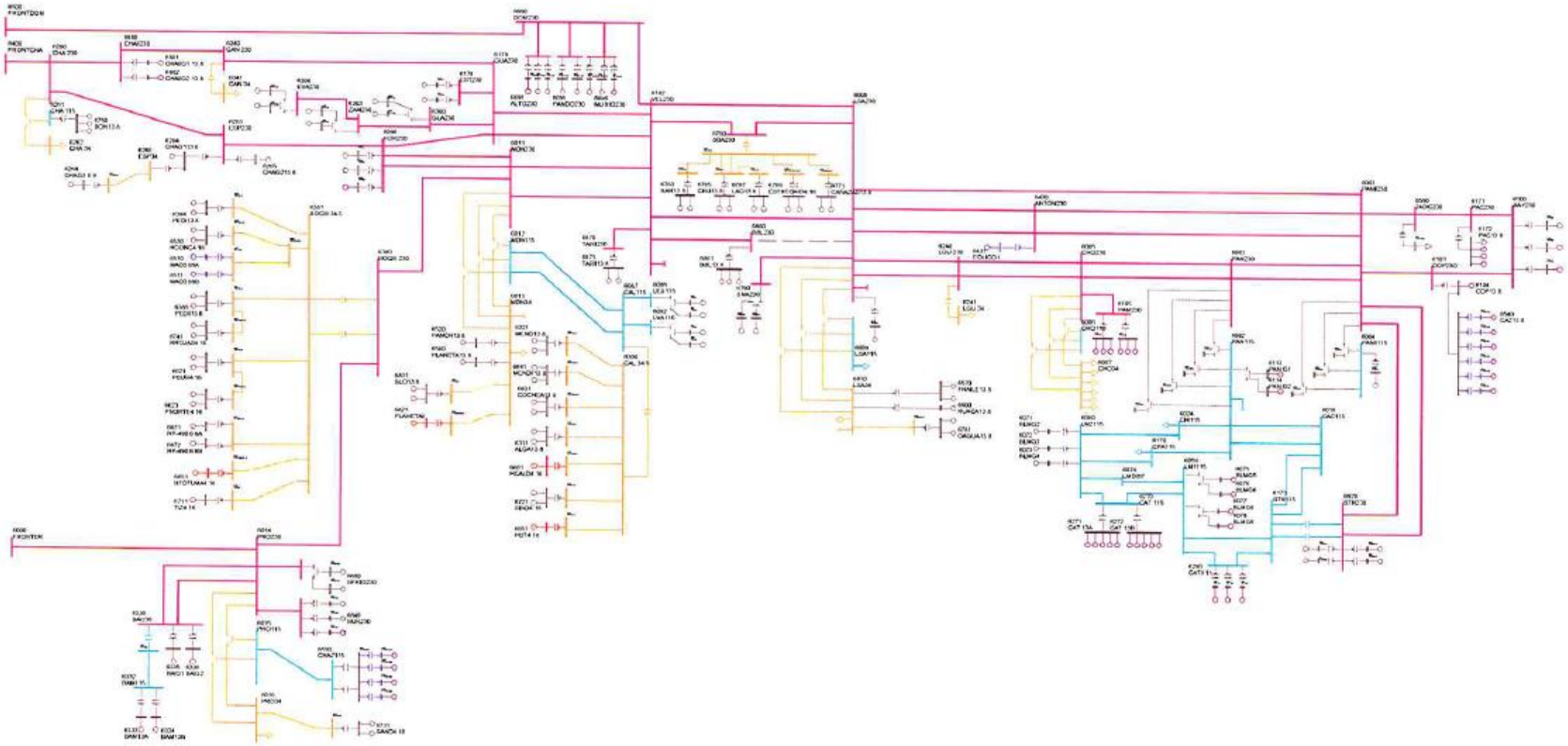
* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT22

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	924.9	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.8	-277.3	-277.3	-277.3
GUATEMAL	217.8	340.6	219.3	0.0	0.0	602.5	244.8	15.6	15.6	
2	1142.3	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.3	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	300.2	367.1	-180.9	0.0	0.0	241.1	324.6	30.6	30.6	
3	1239.1	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	390.9	395.2	-20.4	0.0	0.0	469.1	452.5	32.6	32.6	
4	479.3	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-16.7	181.0	-12.8	0.0	0.0	289.0	180.8	-76.8	-76.8	
5	1521.7	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	32.0	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	271.2	558.4	-226.2	0.0	0.0	554.4	439.0	54.5	54.5	
6	2273.8	1911.3	0.0	0.0	0.0	0.0	144.9	217.7	217.7	217.3
PANAMA	946.1	334.8	-222.3	0.0	0.0	525.9	1426.7	-67.3	-67.3	
7	125.8	62.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	59.8	59.8	60.0
ACANAL	23.6	10.9	-15.7	0.0	0.0	0.0	17.6	10.8	10.8	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7706.8	7410.8	0.0	0.0	0.0	0.0	296.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	2133.1	2188.0	-459.0	0.0	0.0	2682.0	3086.1	0.0	0.0	

Contingencia 24: Llano Sánchez – Barro Blanco



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:14
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT24

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	4.4	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9934	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	4.4	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9934	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	4.5	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9932	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	5.2	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9738	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	5.2	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9738	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-1.2	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9990	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-1.2	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9990	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	90.0	19.4	50.0	-50.0	1.0100	91.2	0.9776	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	90.0	19.4	50.0	-50.0	1.0100	91.2	0.9776	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	84.6	31.7	30.0	-25.0	1.0200	88.6	0.9365	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	84.6	30.0	30.0	-25.0	1.0179	88.2	0.9425	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	12.5	29.0	-29.0	1.0000	58.4	0.9766	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	12.5	29.0	-29.0	1.0000	58.4	0.9766	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-0.7	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	2.7	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9996	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9736	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9736	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9915	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9915	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9975	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9975	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-5.5	14.0	-14.0	1.0000	42.5	0.9915	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-5.5	14.0	-14.0	1.0000	42.5	0.9915	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9822	14.2	0.8649	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9822	14.2	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	1.3	7.8	-7.0	1.0000	16.1	0.9968	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	1.3	7.8	-7.0	1.0000	16.1	0.9968	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-0.7	8.0	-8.0	1.0000	26.6	0.9996	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-0.7	8.0	-8.0	1.0000	26.6	0.9996	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	0.4	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9991	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	0.4	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9991	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.7	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9941	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.7	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9941	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	1.2	10.5	-10.5	1.0000	60.0	0.9998	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0052	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0052	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9508	5.4	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9990	5.6			64	6

6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.2	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9990	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9508	5.0	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9528	3.0	0.9122	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9528	3.0	0.9122	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9527	5.5	0.9084	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9998	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9998	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9825	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9825	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.4	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9979	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.4	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9979	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9919	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9919	4.1	64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	0.9987	5.4	0.8851	5.6	64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0219	3.8	0.8675	4.4	64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9956	7.5	64	6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9956	7.5	64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-7.8	8.0	-8.0	1.0000	27.7	0.9592	33.0	64	6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-7.8	8.0	-8.0	1.0000	27.7	0.9592	33.0	64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0062	23.3	0.9074	24.9	64	6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	1.3	9.9	-9.9	1.0000	21.3	0.9983	24.9	64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	3.4	12.8	-8.3	1.0000	16.2	0.9775	18.5	64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	3.4	12.8	-8.3	1.0000	16.2	0.9775	18.5	64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	4.4	12.8	-8.3	1.0000	16.4	0.9634	18.5	64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	4.4	12.8	-8.3	1.0000	16.4	0.9634	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9984	5.0	0.8892	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0203	4.8	0.8622	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0203	4.8	0.8622	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-0.7	2.2	-2.2	1.0000	4.3	0.9863	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-0.7	2.2	-2.2	1.0000	4.3	0.9863	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9785	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9785	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	4.0	4.0	-4.0	0.9941	8.2	0.8757	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	4.0	4.0	-4.0	0.9941	8.2	0.8757	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	2.4	2.6	-2.6	1.0000	5.2	0.8864	5.8	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	2.4	2.6	-2.6	1.0000	5.2	0.8864	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.9	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9261	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.9	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9261	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	2.2	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.9117	5.6	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	2.2	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.9117	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9920	3.2	0.8885	3.3	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9920	3.2	0.8885	3.3	63	6

6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9786	3.5	0.8897	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9786	3.5	0.8897	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	6.2	6.2	-6.2	0.9947	13.7	0.8894	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	6.2	6.2	-6.2	0.9947	13.7	0.8894	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0419	287.9	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	1.7	1.8	-1.8	1.0000	3.9	0.9048	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9781	4.6	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9781	4.6	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9909	18.0	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9909	18.0	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0219	4.0	0.8678	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9514	10.0	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9514	10.0	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9514	2.1	0.9058	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	6.3	9.0	-9.0	1.0000	17.6	0.9329	20.5	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G2	16.4	6.3	9.0	-9.0	1.0000	17.6	0.9329	20.5	64	6
6881	CHAIIG1	13.813.800	G1	101.7	11.5	52.3	-52.3	1.0100	101.3	0.9936	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0695	280.5	0.0000	300.0	61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	106.3	19.2	61.1	-61.1	1.0300	104.8	0.9840	138.9	62	6
6922	CB250A-2	13.800	C2	106.3	19.2	61.1	-61.1	1.0300	104.8	0.9840	138.9	62	6
6923	CB250B-1	13.800	C1	106.3	19.2	61.1	-61.1	1.0300	104.8	0.9840	138.9	62	6
6924	CB250B-2	13.800	C2	106.3	19.2	61.1	-61.1	1.0300	104.8	0.9840	138.9	62	6
SUBSYSTEM TOTALS				2259.7	930.6	1705.3	-1440.8				3496.7		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:14
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT24

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	2.0	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9935	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	9.1	11.0	0.0	1.0100	22.6	0.9167	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	11.1	15.0	0.0	1.0100	29.8	0.9291	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	2.8	8.0	0.0	1.0100	17.2	0.9867	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.6	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9985	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.6	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9984	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.6	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9984	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	-2.1	3.0	-3.0	0.9900	4.8	0.8958	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	-2.1	3.0	-3.0	0.9900	4.8	0.8958	6.2			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				125.8	22.7	66.0	-24.0				179.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:14
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT24

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0109	232.50	6014	PRO230	230.00	6	1.0090	232.06
6100	BAY230	230.00	6	1.0107	232.45	6260	CHA 230	230.00	6	1.0107	232.46
6263	ESP230	230.00	6	1.0111	232.55	6330	BAI230	230.00	6	1.0091	232.08
6366	EVA230	230.00	6	1.0017	230.39	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0002	230.03
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0113	232.60	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0205	234.70
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0117	232.68	6690	DOM230	230.00	6	1.0212	234.87
6691	ALTO230	230.00	6	1.0242	235.56	6695	PANDO230	230.00	6	1.0232	235.34
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0227	235.21	6840	BUR230	230.00	6	1.0113	232.59
6880	CHAII230	230.00	6	1.0097	232.23	6920	STR230	230.00	6	1.0197	234.54

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9661	222.21	6003	PANII230	230.00	6	0.9861	226.80
6005	CHO230	230.00	6	0.9512	218.77	6008	LSA230	230.00	6	0.9843	226.39
6011	MDN230	230.00	6	0.9891	227.49	6096	FOR230	230.00	6	0.9937	228.56
6103	COP23O	230.00	6	0.9902	227.75	6105	PAM230	230.00	6	0.9512	218.77
6171	PAC230	230.00	6	0.9918	228.12	6178	EST230	230.00	6	0.9868	226.97
6179	GUA230	230.00	6	0.9869	226.98	6182	VEL230	230.00	6	0.9725	223.67
6240	LGU 230	230.00	6	0.9632	221.54	6340	CAN 230	230.00	6	0.9954	228.94
6360	GLA230	230.00	6	0.9923	228.24	6363	ZAM230	230.00	6	0.9985	229.65
6430	ANTON230	230.00	6	0.9972	229.34	6590	24DIC230	230.00	6	0.9884	227.33
6760	SBA230	230.00	6	0.9689	222.85	6790	SMA230	230.00	6	0.9860	226.78
6860	BBL230	230.00	6	0.9737	223.95	6870	TABII230	230.00	6	0.9746	224.15

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:14
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT24

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0152	116.74	6004	PANII115	115.00	6	1.0134	116.54
6015	PRO115	115.00	6	1.0052	115.60	6018	CAC115	115.00	6	1.0145	116.66
6019	CVI115A	115.00	6	1.0027	115.31	6024	CHI115	115.00	6	1.0077	115.88
6027	LOC115A	115.00	6	1.0017	115.19	6036	SMA115	115.00	6	1.0136	116.57
6047	CLA115	115.00	6	1.0066	115.75	6055	MOS115B	115.00	6	1.0115	116.33
6057	TOC115	115.00	6	1.0102	116.17	6059	LM1115	115.00	6	1.0137	116.58
6060	LM2115	115.00	6	1.0138	116.59	6066	FFIELD	115.00	6	1.0056	115.65
6074	LMDIST	115.00	6	1.0138	116.58	6087	CAL115	115.00	6	1.0070	115.81
6088	LES115	115.00	6	1.0103	116.18	6092	LVA115	115.00	6	1.0073	115.84
6123	MIR115	115.00	7	1.0253	117.91	6170	CPA115	115.00	6	1.0127	116.46
6173	STR115	115.00	6	1.0179	117.06	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0175	117.01
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0175	117.01	6210	TIN115	115.00	6	1.0100	116.15
6211	PM115-9	115.00	6	1.0107	116.24	6261	CHA 115	115.00	6	1.0035	115.40
6270	CAT 115	115.00	6	1.0138	116.58	6280	GIR 115	115.00	6	1.0127	116.46
6290	CATII 11	115.00	6	1.0142	116.63	6332	BAM115	115.00	6	1.0018	115.21
6350	PM115-8	115.00	6	1.0063	115.72	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0052	115.60
6580	LBO115	115.00	6	1.0019	115.22	6910	GON115	115.00	6	1.0101	116.17

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9284	106.76	6009	LSA115	115.00	6	0.9957	114.50
6012	MDN115	115.00	6	0.9991	114.90	6032	MAR115A	115.00	6	0.9977	114.73
6040	SFR115	115.00	6	0.9966	114.61	6230	CBA115	115.00	6	0.9994	114.93
6331	BAI115	115.00	6	0.9976	114.73						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:14
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT24
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	48.2	50.0	96.4	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T3	96.4	100.0	96.4	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	48.2	50.0	96.4	--	--	--	--
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	15	344.6	314.0	109.7	450.0	76.6	--	--
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	4A	362.6	314.0	115.5	450.0	80.6	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T1	WND 2	6	T1	48.6	50.0	97.2	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T2	WND 2	6	T2	47.9	50.0	95.9	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T4	WND 2	6	T4	48.5	50.0	97.1	--	--	--	--
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL 34.5	34.500	6	T1	59.7	62.5	95.5	--	--	--	--
6092	LVA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	52.5	54.0	97.2	--	--	--	--
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	4B	315.5	314.0	100.5	450.0	70.1	--	--

---

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:14
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT24
OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT

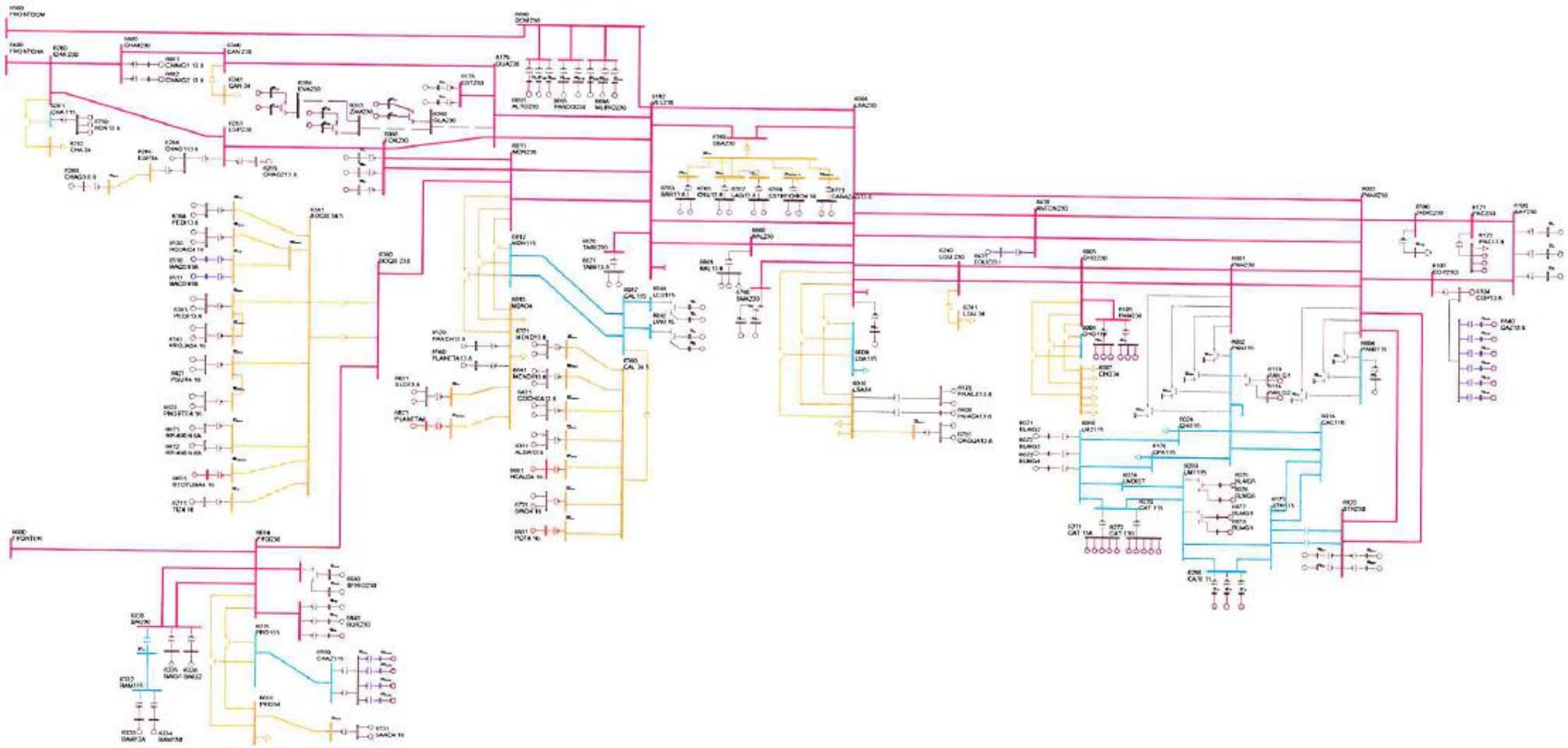
* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:14
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT24

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	924.9	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.8	-277.3	-277.3	-277.3
GUATEMAL	217.8	340.6	219.3	0.0	0.0	602.5	244.8	15.6	15.6	
2	1142.3	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.3	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	300.2	367.1	-180.9	0.0	0.0	241.1	324.6	30.6	30.6	
3	1239.1	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	390.9	395.2	-20.4	0.0	0.0	469.1	452.5	32.6	32.6	
4	479.3	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-16.7	181.0	-12.8	0.0	0.0	289.0	180.8	-76.8	-76.8	
5	1521.7	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	32.0	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	271.1	558.4	-226.2	0.0	0.0	554.4	439.0	54.4	54.4	
6	2259.7	1911.3	0.0	0.0	0.0	0.0	130.8	217.6	217.6	217.3
PANAMA	930.6	334.8	-223.0	0.0	0.0	519.9	1405.1	-66.4	-66.4	
7	125.8	62.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	59.8	59.8	60.0
ACANAL	22.7	10.9	-15.7	0.0	0.0	0.0	17.6	10.0	10.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7692.7	7410.8	0.0	0.0	0.0	0.0	281.9	0.0	0.0	0.0
TOTALS	2116.6	2188.0	-459.8	0.0	0.0	2676.0	3064.3	0.0	0.0	

Contingencia 25: Guasquitas –Gualaca



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT25

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.7	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9990	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.7	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9990	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.6	15.0	0.0	1.0200	37.3	0.9991	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.2	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9899	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.2	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9899	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9917	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9917	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	90.0	3.8	50.0	-50.0	1.0100	89.2	0.9991	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	90.0	3.8	50.0	-50.0	1.0100	89.2	0.9991	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	82.7	17.7	30.0	-25.0	1.0200	82.9	0.9779	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	82.6	17.7	30.0	-25.0	1.0200	82.8	0.9779	94.0			61	6
6110	BAYG3	13.800	B3	82.6	-0.6	67.0	-25.0	1.0100	81.8	1.0000	100.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	8.7	29.0	-29.0	1.0000	57.7	0.9885	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	8.7	29.0	-29.0	1.0000	57.7	0.9885	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-6.3	52.4	-48.9	1.0000	99.8	0.9980	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-2.9	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9996	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9762	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9762	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9926	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9926	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.3	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9988	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.3	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9988	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-9.8	14.0	-14.0	1.0000	43.3	0.9741	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-9.8	14.0	-14.0	1.0000	43.3	0.9741	49.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.2	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9998	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.2	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9998	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.2	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9992	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.2	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9992	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0249	59.4	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0075	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0075	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9590	5.4	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9791	5.6			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9791	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9590	4.9	0.9058	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9799	2.9	0.9122	3.0			63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9799	2.9	0.9122	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9798	5.4	0.9084	5.5			63	6

6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9877	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9877	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9536	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9536	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9865	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9865	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9962	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9962	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9536	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0231	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9964	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9964	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0067	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0067	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.6	9.9	-9.9	1.0100	23.1	0.9116	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-4.2	9.9	-9.9	1.0000	21.7	0.9814	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-1.5	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9953	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-1.5	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9953	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-1.3	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9967	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-1.3	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9967	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.6	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9397	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0216	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0216	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.9	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9168	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.9	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9168	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9577	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9577	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.5	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9987	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.5	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9987	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.5	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9987	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	2.5	4.0	-4.0	1.0000	7.6	0.9462	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	2.5	4.0	-4.0	1.0000	7.6	0.9462	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9712	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9712	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	0.7	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9875	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	0.7	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9875	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.0	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9806	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.0	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9806	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	0.8	1.5	-1.5	1.0000	2.9	0.9602	3.3	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	0.8	1.5	-1.5	1.0000	2.9	0.9602	3.3	63 6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	-1.6	1.6	-1.6	1.0009	3.4	0.8897	3.6	63 6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	-1.6	1.6	-1.6	1.0009	3.4	0.8897	3.6	63 6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0121	13.5	0.8894	14.2	63 6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0121	13.5	0.8894	14.2	63 6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	256.3	300.0	-225.0	1.0680	240.0	0.0000	300.0	63 6

6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0048	4.0	0.8892	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9864	4.5	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9864	4.5	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9975	17.9	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9975	17.9	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0231	4.0	0.8678	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9872	9.6	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9872	9.6	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9872	2.0	0.9058	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	-1.6	9.0	-9.0	1.0000	16.5	0.9953	20.5	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G2	16.4	-1.6	9.0	-9.0	1.0000	16.5	0.9953	20.5	64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	101.7	4.9	52.3	-52.3	1.0100	100.8	0.9989	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	296.9	300.0	-225.0	1.0795	275.0	0.0000	300.0	61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	106.3	12.2	61.1	-61.1	1.0300	103.8	0.9935	138.9	62	6
6922	CB250A-2	13.800	C2	106.3	12.2	61.1	-61.1	1.0300	103.8	0.9935	138.9	62	6
6923	CB250B-1	13.800	C1	106.3	12.2	61.1	-61.1	1.0300	103.8	0.9935	138.9	62	6
6924	CB250B-2	13.800	C2	106.3	12.2	61.1	-61.1	1.0300	103.8	0.9935	138.9	62	6
SUBSYSTEM TOTALS				2228.9	641.2	1725.1	-1421.8				3452.5		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT25

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.8	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9990	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	8.1	11.0	0.0	1.0100	22.2	0.9324	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	9.9	15.0	0.0	1.0100	29.3	0.9430	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	1.4	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9968	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.4	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9994	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.4	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9993	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.4	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9993	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	-2.8	3.0	-3.0	0.9900	5.2	0.8377	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	-2.8	3.0	-3.0	0.9900	5.2	0.8377	6.2			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				125.8	15.8	66.0	-24.0				179.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT25

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0171	233.94	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0200	234.60	6011	MDN230	230.00	6	1.0079	231.81
6014	PRO230	230.00	6	1.0158	233.63	6096	FOR230	230.00	6	1.0107	232.45
6100	BAY230	230.00	6	1.0283	236.51	6103	COP23O	230.00	6	1.0130	232.99
6171	PAC230	230.00	6	1.0137	233.16	6178	EST230	230.00	6	1.0087	232.00
6179	GUA230	230.00	6	1.0089	232.04	6182	VEL230	230.00	6	1.0095	232.18
6260	CHA 230	230.00	6	1.0183	234.20	6263	ESP230	230.00	6	1.0185	234.25
6330	BAI230	230.00	6	1.0148	233.40	6340	CAN 230	230.00	6	1.0120	232.76
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0117	232.70	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0182	234.19
6430	ANTON230	230.00	6	1.0260	235.97	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0248	235.70
6590	24DIC230	230.00	6	1.0113	232.60	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0185	234.25
6690	DOM230	230.00	6	1.0254	235.85	6691	ALTO230	230.00	6	1.0282	236.50
6695	PANDO230	230.00	6	1.0259	235.95	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0257	235.92
6760	SBA230	230.00	6	1.0116	232.68	6790	SMA230	230.00	6	1.0209	234.81
6840	BUR230	230.00	6	1.0181	234.16	6860	BBL230	230.00	6	1.0104	232.38
6870	TABII230	230.00	6	1.0098	232.24	6880	CHAII230	230.00	6	1.0185	234.25
6920	STR230	230.00	6	1.0244	235.61						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9915	228.06	6005	CHO230	230.00	6	0.9818	225.81
6105	PAM230	230.00	6	0.9818	225.81	6240	LGU 230	230.00	6	0.9991	229.78

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT25

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0275	118.16	6004	PANII115	115.00	6	1.0245	117.82
6009	LSA115	115.00	6	1.0303	118.49	6012	MDN115	115.00	6	1.0120	116.38
6015	PRO115	115.00	6	1.0105	116.20	6018	CAC115	115.00	6	1.0267	118.07
6019	CVI115A	115.00	6	1.0144	116.66	6024	CHI115	115.00	6	1.0179	117.05
6027	LOC115A	115.00	6	1.0143	116.64	6032	MAR115A	115.00	6	1.0104	116.20
6036	SMA115	115.00	6	1.0260	117.99	6040	SFR115	115.00	6	1.0092	116.06
6047	CLA115	115.00	6	1.0172	116.97	6055	MOS115B	115.00	6	1.0240	117.76
6057	TOC115	115.00	6	1.0213	117.45	6059	LM1115	115.00	6	1.0196	117.25
6060	LM2115	115.00	6	1.0197	117.26	6066	FFIELD	115.00	6	1.0112	116.29
6074	LMDIST	115.00	6	1.0196	117.26	6087	CAL115	115.00	6	1.0146	116.67
6088	LES115	115.00	6	1.0170	116.96	6092	LVA115	115.00	6	1.0146	116.67
6123	MIR115	115.00	7	1.0358	119.12	6170	CPA115	115.00	6	1.0204	117.35
6173	STR115	115.00	6	1.0240	117.76	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0263	118.02
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0263	118.02	6210	TIN115	115.00	6	1.0225	117.59
6211	PM115-9	115.00	6	1.0232	117.67	6230	CBA115	115.00	6	1.0120	116.38
6261	CHA 115	115.00	6	1.0089	116.02	6270	CAT 115	115.00	6	1.0196	117.26
6280	GIR 115	115.00	6	1.0204	117.35	6290	CATII 11	115.00	6	1.0201	117.31
6331	BAI115	115.00	6	1.0020	115.23	6332	BAM115	115.00	6	1.0051	115.59
6350	PM115-8	115.00	6	1.0188	117.16	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0105	116.20
6580	LBO115	115.00	6	1.0136	116.57	6910	GON115	115.00	6	1.0211	117.42

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

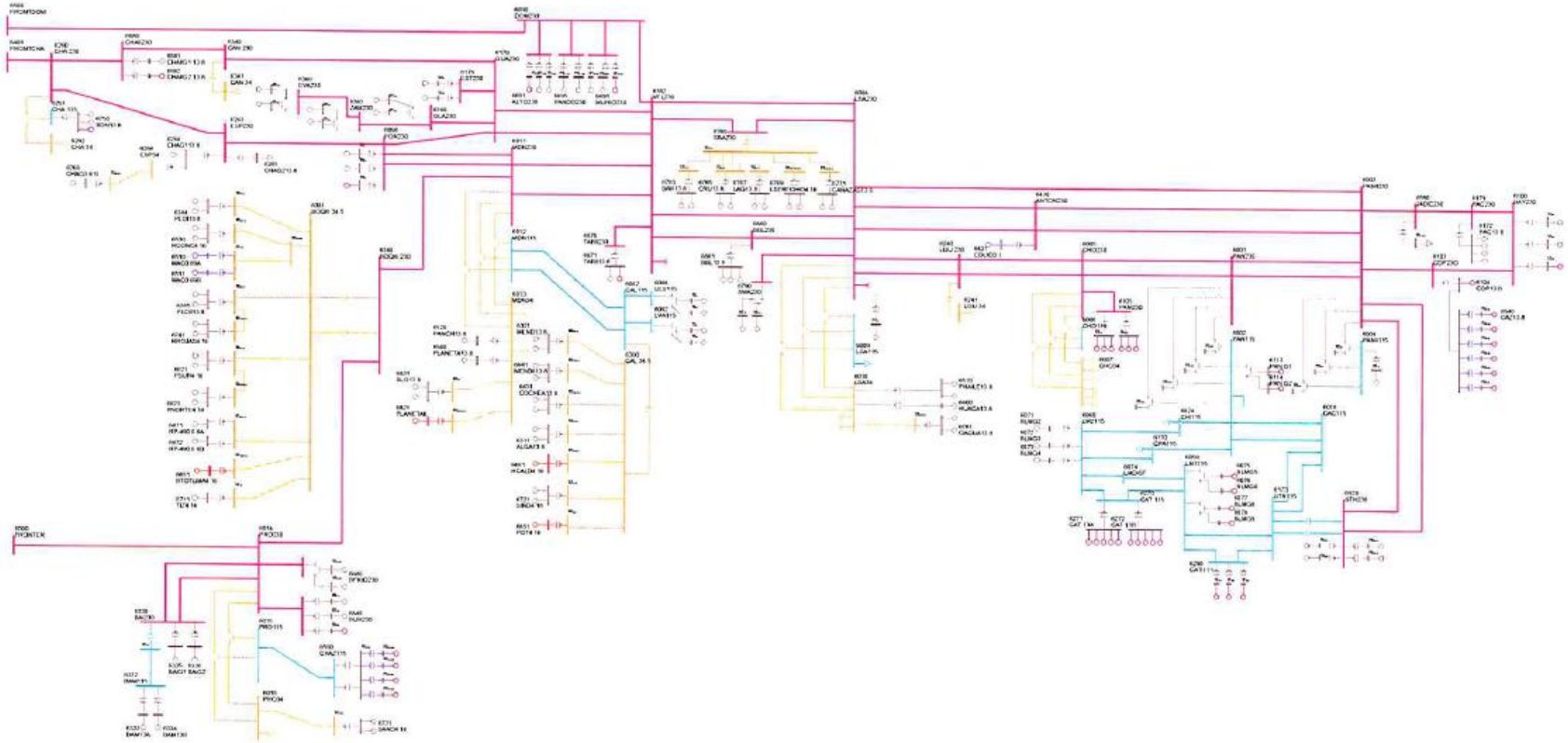
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9605	110.46						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, MAY 18 2011  10:33
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT25
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    48.0    50.0    95.9    --      --      --      --
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 1     6  T3    95.9   100.0    95.9    --      --      --      --
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 1     6  T2    48.0    50.0    95.9    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 2     6  T1    57.5    60.0    95.8    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 2     6  T2    57.5    60.0    95.8    --      --      --      --
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T1       WND 2     6  T1    48.6    50.0    97.1    --      --      --      --
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T2       WND 2     6  T2    47.9    50.0    95.7    --      --      --      --
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T4       WND 2     6  T4    48.5    50.0    97.0    --      --      --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.1    62.5    96.2    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.3    54.0    98.6    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, MAY 18 2011  10:33
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT25
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:33
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BD REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 CNT25 IN MW/MVAR

	FROM	TO LOAD	TO					-NET INTERCHANGE-		
	GENE-	AT AREA	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	924.9	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.8	-277.3	-277.3	-277.3
GUATEMAL	217.8	340.6	219.3	0.0	0.0	602.5	244.8	15.6	15.6	
2	1142.3	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.3	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	300.2	367.1	-180.9	0.0	0.0	241.1	324.6	30.6	30.6	
3	1239.1	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	390.8	395.2	-20.4	0.0	0.0	469.1	452.5	32.6	32.6	
4	479.3	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-17.0	181.0	-12.8	0.0	0.0	289.0	180.8	-77.0	-77.0	
5	1521.7	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	31.7	0.3	0.3	0.0
COSTA RI	257.7	558.4	-226.6	0.0	0.0	555.7	436.3	45.3	45.3	
6	2228.9	1911.3	0.0	0.0	0.0	0.0	100.4	217.2	217.2	217.3
PANAMA	641.2	334.8	-228.6	0.0	0.0	567.3	1152.9	-50.7	-50.7	
7	125.8	62.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	59.9	59.9	60.0
ACANAL	15.8	10.9	-15.8	0.0	0.0	0.0	17.1	3.6	3.6	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7661.9	7410.8	0.0	0.0	0.0	0.0	251.1	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1806.5	2188.0	-465.8	0.0	0.0	2724.7	2809.0	0.0	0.0	

Demanda Máxima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:38
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2020

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	3.7	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9953	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	3.7	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9953	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	3.7	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9952	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	21.2	3.7	12.0	-5.0	1.0000	21.6	0.9855	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	21.2	3.7	12.0	-5.0	1.0000	21.6	0.9855	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	24.7	-2.9	12.0	-5.0	1.0000	24.8	0.9930	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	24.7	-2.9	12.0	-5.0	1.0000	24.8	0.9930	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	90.0	8.4	50.0	-50.0	1.0100	89.5	0.9956	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	90.0	8.4	50.0	-50.0	1.0100	89.5	0.9956	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	78.4	16.4	30.0	-25.0	1.0200	78.5	0.9788	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	79.3	16.5	30.0	-25.0	1.0200	79.4	0.9790	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9922	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9922	19.3	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9922	19.3	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	54.0	9.0	29.0	-29.0	1.0000	54.7	0.9863	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	54.0	9.0	29.0	-29.0	1.0000	54.7	0.9863	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	94.4	-5.5	52.4	-48.9	1.0000	94.5	0.9983	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	94.4	-1.9	52.4	-48.9	1.0000	94.4	0.9998	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.8	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.1	0.8745	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9756	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9756	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9923	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9923	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	25.2	1.1	10.0	-10.0	1.0000	25.2	0.9991	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	25.2	1.1	10.0	-10.0	1.0000	25.2	0.9991	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	39.9	-9.0	14.0	-14.0	1.0000	40.9	0.9754	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	39.9	-9.0	14.0	-14.0	1.0000	40.9	0.9754	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	11.4	-3.7	7.8	-7.0	1.0000	12.0	0.9525	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	11.4	-3.7	7.8	-7.0	1.0000	12.0	0.9525	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	15.2	-6.8	7.8	-7.0	1.0000	16.7	0.9131	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	15.2	-6.8	7.8	-7.0	1.0000	16.7	0.9131	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	25.2	-8.0	8.0	-8.0	1.0005	26.4	0.9531	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	25.2	-8.0	8.0	-8.0	1.0005	26.4	0.9531	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.0	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.0	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.0	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.0	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.8	0.3	3.2	-3.6	1.0000	5.9	0.9989	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	5.9	0.3	3.2	-3.6	1.0000	5.9	0.9989	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	120.0	-21.0	21.0	-21.0	1.0184	119.6	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0068	1.5	0.9983	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0068	1.5	0.9983	2.1	64 6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.2	2.0	2.0	-2.0	0.9557	4.9	0.9048	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.5	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.6	0.9828	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.5	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.6	0.9828	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.0	2.0	2.0	-2.0	0.9557	4.7	0.8966	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9787	2.8	0.9036	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9787	2.8	0.9036	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.5	2.2	2.2	-2.2	0.9786	5.2	0.8995	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.5	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9908	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.5	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9908	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.5	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.7	0.9577	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.5	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.7	0.9577	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.9	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9902	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.9	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9902	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9995	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9995	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.5	1.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9367	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0228	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.4	0.5	2.3	-2.6	1.0000	6.4	0.9969	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.4	0.5	2.3	-2.6	1.0000	6.4	0.9969	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	25.2	-8.0	8.0	-8.0	1.0051	26.3	0.9531	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	25.2	-8.0	8.0	-8.0	1.0051	26.3	0.9531	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	20.2	9.9	9.9	-9.9	1.0089	22.3	0.8984	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	10.0	-2.5	9.9	-9.9	1.0000	10.3	0.9712	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.0	-0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.0	0.9989	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.0	-0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.0	0.9989	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.0	-0.3	12.8	-8.3	1.0000	15.0	0.9998	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.0	-0.3	12.8	-8.3	1.0000	15.0	0.9998	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.2	1.8	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9199	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0213	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0213	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.0	-1.6	2.2	-2.2	1.0000	4.4	0.9308	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.0	-1.6	2.2	-2.2	1.0000	4.4	0.9308	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	3.9	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.0	0.9603	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	3.9	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.0	0.9603	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.4	-1.0	4.0	-4.0	1.0000	9.4	0.9940	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.4	-1.0	4.0	-4.0	1.0000	9.4	0.9940	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.8	2.6	4.0	-4.0	1.0000	7.3	0.9335	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	6.8	2.6	4.0	-4.0	1.0000	7.3	0.9335	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.4	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.5	0.9622	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.4	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.5	0.9622	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.4	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.5	0.9819	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.4	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.5	0.9819	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.7	1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9737	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.7	1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9737	5.6	63 6

6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.7	0.9	1.5	-1.5	1.0000	2.8	0.9449	3.3	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.7	0.9	1.5	-1.5	1.0000	2.8	0.9449	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	2.9	-1.3	1.6	-1.6	1.0000	3.2	0.9088	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	2.9	-1.3	1.6	-1.6	1.0000	3.2	0.9088	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	11.5	-6.2	6.2	-6.2	1.0104	13.0	0.8790	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	11.5	-6.2	6.2	-6.2	1.0104	13.0	0.8790	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0742	279.3	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.4	-1.8	1.8	-1.8	1.0013	3.8	0.8788	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	3.8	2.1	2.1	-2.1	0.9829	4.4	0.8788	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	3.8	2.1	2.1	-2.1	0.9829	4.4	0.8788	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.0	8.1	8.1	-8.1	0.9961	17.1	0.8787	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.0	8.1	8.1	-8.1	0.9961	17.1	0.8787	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0228	4.0	0.8678	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.1	4.0	4.0	-3.0	0.9813	9.3	0.8967	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.1	4.0	4.0	-3.0	0.9813	9.3	0.8967	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.7	0.8	0.8	-0.6	0.9813	1.9	0.8966	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	15.5	-1.4	9.0	-9.0	1.0000	15.6	0.9961	20.5	64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	96.3	6.2	52.3	-52.3	1.0100	95.5	0.9979	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	296.5	300.0	-225.0	1.0767	275.3	0.0000	300.0	61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	95.8	7.1	61.1	-61.1	1.0200	94.2	0.9972	138.9	62	6
6922	CB250A-2	13.800	C2	95.8	7.1	61.1	-61.1	1.0200	94.2	0.9972	138.9	62	6
6923	CB250B-1	13.800	C1	95.8	7.1	61.1	-61.1	1.0200	94.2	0.9972	138.9	62	6
6924	CB250B-2	13.800	C2	95.8	7.1	61.1	-61.1	1.0200	94.2	0.9972	138.9	62	6
SUBSYSTEM TOTALS				2216.0	675.4	1729.8	-1471.3				3506.0		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:38
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2020

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	2.4	8.0	0.0	1.0100	17.1	0.9906	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	9.5	11.0	0.0	1.0100	22.7	0.9112	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	29.1	11.4	15.0	0.0	1.0100	30.9	0.9306	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	3.3	8.0	0.0	1.0100	17.2	0.9819	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	1.0	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9960	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.9	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9966	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.8	1.0	6.0	-6.0	1.0100	10.7	0.9956	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	2.1	3.0	-3.0	0.9900	4.8	0.8969	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	2.1	3.0	-3.0	0.9900	4.8	0.8969	6.2			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				126.3	33.7	66.0	-24.0				179.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:38
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0160	233.67	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0183	234.21	6011	MDN230	230.00	6	1.0033	230.75
6014	PRO230	230.00	6	1.0144	233.30	6096	FOR230	230.00	6	1.0056	231.29
6100	BAY230	230.00	6	1.0293	236.75	6103	COP23O	230.00	6	1.0133	233.07
6171	PAC230	230.00	6	1.0186	234.28	6178	EST230	230.00	6	1.0008	230.18
6179	GUA230	230.00	6	1.0009	230.20	6182	VEL230	230.00	6	1.0034	230.78
6260	CHA 230	230.00	6	1.0161	233.70	6263	ESP230	230.00	6	1.0164	233.76
6330	BAI230	230.00	6	1.0136	233.13	6340	CAN 230	230.00	6	1.0064	231.47
6360	GLA230	230.00	6	1.0052	231.21	6363	ZAM230	230.00	6	1.0097	232.24
6366	EVA230	230.00	6	1.0123	232.82	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0091	232.08
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0165	233.79	6430	ANTON230	230.00	6	1.0208	234.79
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0241	235.54	6590	24DIC230	230.00	6	1.0137	233.16
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0169	233.88	6690	DOM230	230.00	6	1.0248	235.69
6691	ALTO230	230.00	6	1.0269	236.18	6695	PANDO230	230.00	6	1.0254	235.84
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0252	235.80	6760	SBA230	230.00	6	1.0068	231.56
6790	SMA230	230.00	6	1.0192	234.40	6840	BUR230	230.00	6	1.0166	233.83
6860	BBL230	230.00	6	1.0043	231.00	6870	TABII230	230.00	6	1.0037	230.84
6880	CHAII230	230.00	6	1.0158	233.63	6920	STR230	230.00	6	1.0172	233.97

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9921	228.17	6005	CHO230	230.00	6	0.9807	225.55
6105	PAM230	230.00	6	0.9807	225.55	6240	LGU 230	230.00	6	0.9966	229.21

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:38
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0164	116.89	6004	PANII115	115.00	6	1.0217	117.49
6009	LSA115	115.00	6	1.0286	118.29	6012	MDN115	115.00	6	1.0088	116.01
6015	PRO115	115.00	6	1.0094	116.08	6018	CAC115	115.00	6	1.0157	116.81
6019	CVI115A	115.00	6	1.0090	116.03	6024	CHI115	115.00	6	1.0114	116.31
6027	LOC115A	115.00	6	1.0034	115.39	6036	SMA115	115.00	6	1.0149	116.71
6047	CLA115	115.00	6	1.0122	116.40	6055	MOS115B	115.00	6	1.0127	116.46
6057	TOC115	115.00	6	1.0184	117.12	6059	LM1115	115.00	6	1.0153	116.76
6060	LM2115	115.00	6	1.0153	116.76	6066	FFIELD	115.00	6	1.0116	116.33
6074	LMDIST	115.00	6	1.0152	116.75	6087	CAL115	115.00	6	1.0127	116.46
6088	LES115	115.00	6	1.0153	116.76	6092	LVA115	115.00	6	1.0127	116.46
6123	MIR115	115.00	7	1.0261	118.00	6170	CPA115	115.00	6	1.0142	116.64
6173	STR115	115.00	6	1.0182	117.10	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0183	117.10
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0183	117.10	6210	TIN115	115.00	6	1.0112	116.29
6211	PM115-9	115.00	6	1.0119	116.37	6230	CBA115	115.00	6	1.0013	115.15
6261	CHA 115	115.00	6	1.0081	115.94	6270	CAT 115	115.00	6	1.0153	116.76
6280	GIR 115	115.00	6	1.0142	116.64	6290	CATII 11	115.00	6	1.0156	116.79
6331	BAI115	115.00	6	1.0020	115.23	6332	BAM115	115.00	6	1.0052	115.60
6350	PM115-8	115.00	6	1.0076	115.88	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0094	116.08
6580	LBO115	115.00	6	1.0082	115.94	6910	GON115	115.00	6	1.0175	117.01

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

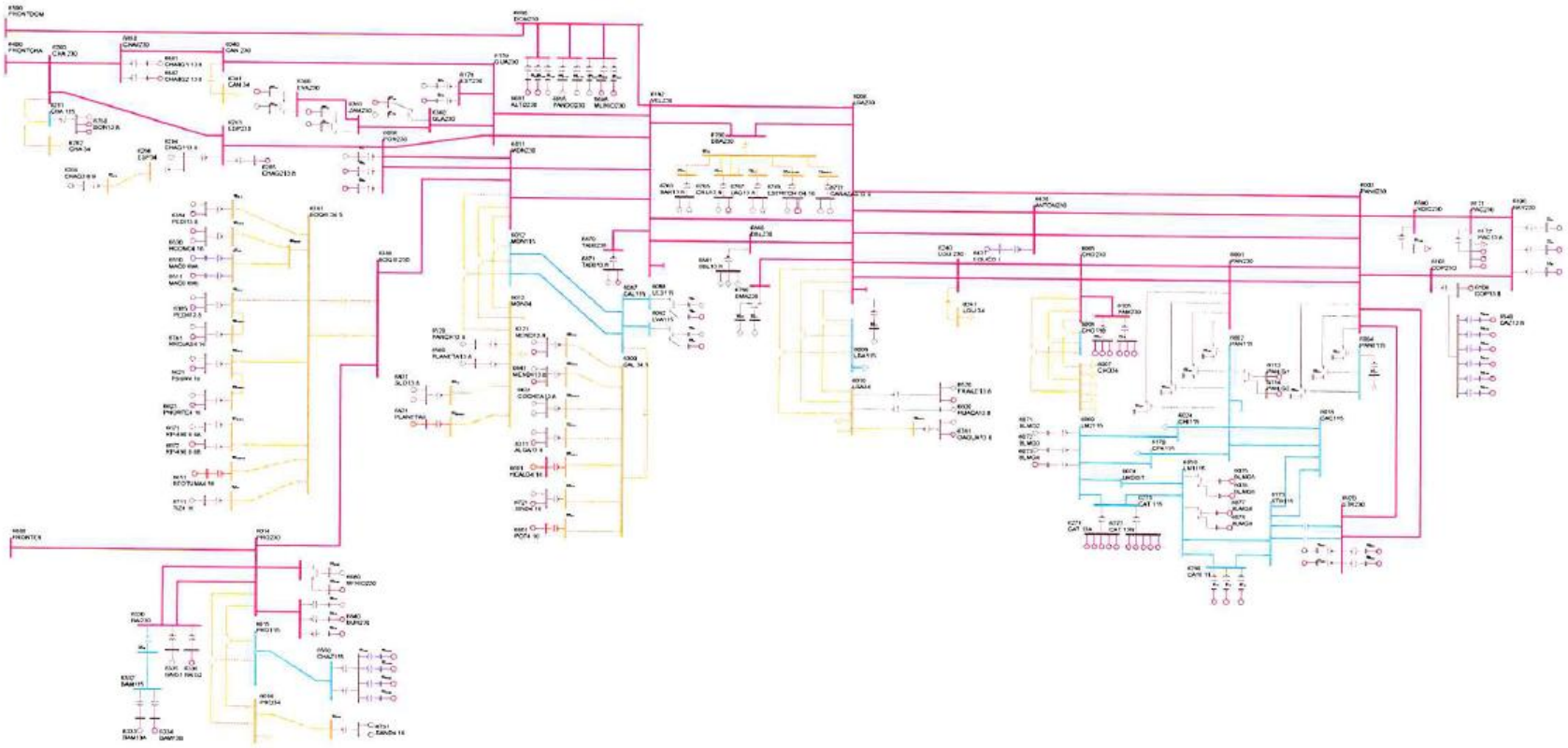
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9591	110.30	6032	MAR115A	115.00	6	0.9991	114.89
6040	SFR115	115.00	6	0.9990	114.88						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, MAY 18 2011  10:38
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2020
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    48.3    50.0    96.6    --      --      --      --
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 1     6  T3    96.6   100.0    96.6    --      --      --      --
   6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 1     6  T2    48.3    50.0    96.6    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 2     6  T1    57.8    60.0    96.4    --      --      --      --
   6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 2     6  T2    57.8    60.0    96.4    --      --      --      --
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T1       WND 2     6  T1    48.9    50.0    97.8    --      --      --      --
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T2       WND 2     6  T2    48.2    50.0    96.5    --      --      --      --
   6027 LOC115A     115.00*    6 3WNDTR LOC T4       WND 2     6  T4    48.9    50.0    97.7    --      --      --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.0    62.5    96.0    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      WED, MAY 18 2011  10:38
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2020
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:38
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2020 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	958.8	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.9	-243.5	-243.5	-243.5
GUATEMAL	215.5	340.6	221.0	0.0	0.0	605.4	250.1	9.2	9.2	
2	1140.3	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.2	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	287.5	367.1	-181.4	0.0	0.0	242.0	312.6	31.2	31.2	
3	1237.3	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	32.1	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	377.0	395.2	-20.4	0.0	0.0	471.5	440.2	33.5	33.5	
4	476.9	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.8	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-30.9	181.0	-12.9	0.0	0.0	290.8	165.8	-74.0	-74.0	
5	1519.7	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	29.9	0.1	0.1	0.0
COSTA RI	248.2	558.4	-226.5	0.0	0.0	556.1	425.0	47.6	47.6	
6	2216.0	1923.1	0.0	0.0	0.0	0.0	109.5	183.5	183.5	183.5
PANAMA	675.4	336.9	-221.9	0.0	0.0	565.3	1194.1	-68.5	-68.5	
7	126.3	62.5	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	60.0	60.0	60.0
ACANAL	33.7	10.9	-15.6	0.0	0.0	0.0	17.5	21.0	21.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	7675.3	7423.0	0.0	0.0	0.0	0.0	252.3	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1806.5	2190.2	-457.7	0.0	0.0	2731.2	2805.2	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	20.0	1.1	15.0	0.0	1.0100	19.8	0.9985	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	20.0	1.1	15.0	0.0	1.0100	19.8	0.9985	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	-1.8	12.0	-5.0	0.9900	22.7	0.9968	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0040	26.4	0.9820	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	-2.7	50.0	-50.0	1.0100	94.1	0.9996	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	83.4	16.1	30.0	-25.0	1.0000	84.9	0.9819	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	7.4	29.0	-29.0	1.0000	57.5	0.9916	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-12.2	52.4	-48.9	1.0000	100.3	0.9926	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	1.7	2.3	-2.3	1.0000	5.1	0.9463	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9877	10.0	0.9060	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	-0.7	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9996	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-14.0	14.0	-14.0	1.0035	44.2	0.9490	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0101	13.8	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0124	17.3	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0123	27.4	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.5	4.9	-4.9	1.0000	9.6	0.9883	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-0.6	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9946	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0107	60.3	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0062	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9725	5.3	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.8851	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9725	4.9	0.9058	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9633	3.0	0.9122	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9640	5.5	0.9084	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.8851	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0002	5.4	0.8851	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	7.1	-3.1	3.7	-3.7	1.0000	7.8	0.9176	8.4			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	7.1	-3.1	3.7	-3.7	1.0000	7.8	0.9176	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0017	4.1	0.8915	4.1			64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	-2.1	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9115	5.6			64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.8	-2.0	2.0	-2.0	1.0268	4.2	0.8897	4.4			64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.2	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9995	7.5			64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0160	27.3	0.9576	33.0			64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	3.4	9.9	-9.9	1.0100	21.4	0.9877	24.9			64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-8.3	12.8	-8.3	1.0002	17.9	0.8855	18.5			64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-8.3	12.8	-8.3	1.0002	17.9	0.8855	18.5			64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-8.3	12.8	-8.3	1.0014	17.8	0.8855	18.5			64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	-2.0	2.3	-2.3	1.0000	4.9	0.9076	5.2			64	6

6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0266	5.2	0.8851	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0062	4.8	0.8892	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0062	4.8	0.8892	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-2.0	2.1	-2.1	1.0000	4.5	0.8996	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-4.0	4.0	-4.0	1.0047	10.6	0.9273	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	2.3	4.0	-4.0	1.0000	7.5	0.9542	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	2.3	4.0	-4.0	1.0000	7.5	0.9542	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	2.1	2.6	-2.6	1.0000	5.1	0.9089	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	0.8	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9867	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	0.8	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9867	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	2.2	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.9146	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	0.7	1.5	-1.5	1.0000	2.9	0.9692	3.3	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	0.7	1.5	-1.5	1.0000	2.9	0.9692	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9881	3.5	0.8896	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-0.8	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9979	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-0.8	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9979	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	-2.8	300.0	-225.0	0.9994	2.8	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0191	3.9	0.8892	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	1.9	2.1	-2.1	1.0000	4.4	0.9006	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	1.9	2.1	-2.1	1.0000	4.4	0.9006	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	0.2	8.1	-8.1	1.0000	15.8	0.9999	18.5	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9909	9.6	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9909	9.6	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9909	2.0	0.9057	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	-6.0	9.0	-9.0	1.0000	17.5	0.9387	20.5	64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	101.7	-7.7	52.3	-52.3	1.0000	101.9	0.9971	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	92.8	300.0	-225.0	1.0182	91.2	0.0000	300.0	61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	100.0	-5.4	61.1	-61.1	1.0000	100.1	0.9986	138.9	62	6
SUBSYSTEM TOTALS				1168.8	2.6	1176.7	-956.0				2152.0		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	1.4	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9969	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	8.6	11.0	0.0	1.0100	22.4	0.9248	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	24.7	10.9	15.0	0.0	1.0100	26.7	0.9154	44.1			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.7	2.6	6.0	-6.0	1.0100	11.9	0.9755	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	0.4	3.0	-3.0	0.9900	4.3	0.9956	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	0.4	3.0	-3.0	0.9900	4.3	0.9956	6.2			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				82.9	24.3	46.0	-12.0				126.1				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0270	236.22	6011	MDN230	230.00	6	1.0167	233.84
6014	PRO230	230.00	6	1.0246	235.65	6096	FOR230	230.00	6	1.0182	234.19
6100	BAY230	230.00	6	1.0099	232.27	6103	COP23O	230.00	6	1.0020	230.45
6171	PAC230	230.00	6	1.0022	230.50	6178	EST230	230.00	6	1.0161	233.71
6179	GUA230	230.00	6	1.0162	233.74	6182	VEL230	230.00	6	1.0143	233.29
6260	CHA 230	230.00	6	1.0269	236.18	6263	ESP230	230.00	6	1.0263	236.04
6330	BAI230	230.00	6	1.0239	235.50	6340	CAN 230	230.00	6	1.0201	234.61
6360	GLA230	230.00	6	1.0185	234.25	6363	ZAM230	230.00	6	1.0209	234.80
6366	EVA230	230.00	6	1.0222	235.11	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0197	234.52
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0287	236.60	6430	ANTON230	230.00	6	1.0117	232.69
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0319	237.33	6590	24DIC230	230.00	6	1.0007	230.16
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0259	235.96	6690	DOM230	230.00	6	1.0315	237.23
6691	ALTO230	230.00	6	1.0329	237.56	6695	PANDO230	230.00	6	1.0297	236.83
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0309	237.11	6760	SBA230	230.00	6	1.0108	232.48
6790	SMA230	230.00	6	1.0013	230.29	6840	BUR230	230.00	6	1.0249	235.74
6860	BBL230	230.00	6	1.0142	233.26	6870	TABII230	230.00	6	1.0140	233.23
6880	CHAII230	230.00	6	1.0253	235.81	6920	STR230	230.00	6	1.0059	231.37

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9891	227.49	6005	CHO230	230.00	6	0.9824	225.95
6105	PAM230	230.00	6	0.9824	225.95	6240	LGU 230	230.00	6	0.9906	227.83

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0236	117.71	6009	LSA115	115.00	6	1.0109	116.25
6012	MDN115	115.00	6	1.0252	117.90	6015	PRO115	115.00	6	1.0187	117.15
6018	CAC115	115.00	6	1.0230	117.64	6019	CVI115A	115.00	6	1.0001	115.02
6024	CHI115	115.00	6	1.0079	115.90	6027	LOC115A	115.00	6	1.0142	116.64
6032	MAR115A	115.00	6	1.0129	116.48	6036	SMA115	115.00	6	1.0228	117.63
6040	SFR115	115.00	6	1.0091	116.05	6047	CLA115	115.00	6	1.0019	115.22
6055	MOS115B	115.00	6	1.0218	117.51	6059	LM1115	115.00	6	1.0085	115.98
6060	LM2115	115.00	6	1.0086	115.98	6066	FFIELD	115.00	6	1.0058	115.67
6074	LMDIST	115.00	6	1.0085	115.98	6087	CAL115	115.00	6	1.0227	117.62
6088	LES115	115.00	6	1.0230	117.65	6092	LVA115	115.00	6	1.0226	117.60
6123	MIR115	115.00	7	1.0325	118.74	6170	CPA115	115.00	6	1.0124	116.43
6173	STR115	115.00	6	1.0103	116.18	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0167	116.92
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0167	116.92	6210	TIN115	115.00	6	1.0206	117.37
6211	PM115-9	115.00	6	1.0212	117.44	6230	CBA115	115.00	6	1.0121	116.39
6261	CHA 115	115.00	6	1.0175	117.02	6270	CAT 115	115.00	6	1.0085	115.98
6280	GIR 115	115.00	6	1.0124	116.43	6290	CATII 11	115.00	6	1.0087	116.00
6331	BAI115	115.00	6	1.0172	116.98	6332	BAM115	115.00	6	1.0174	117.00
6350	PM115-8	115.00	6	1.0181	117.08	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0187	117.15

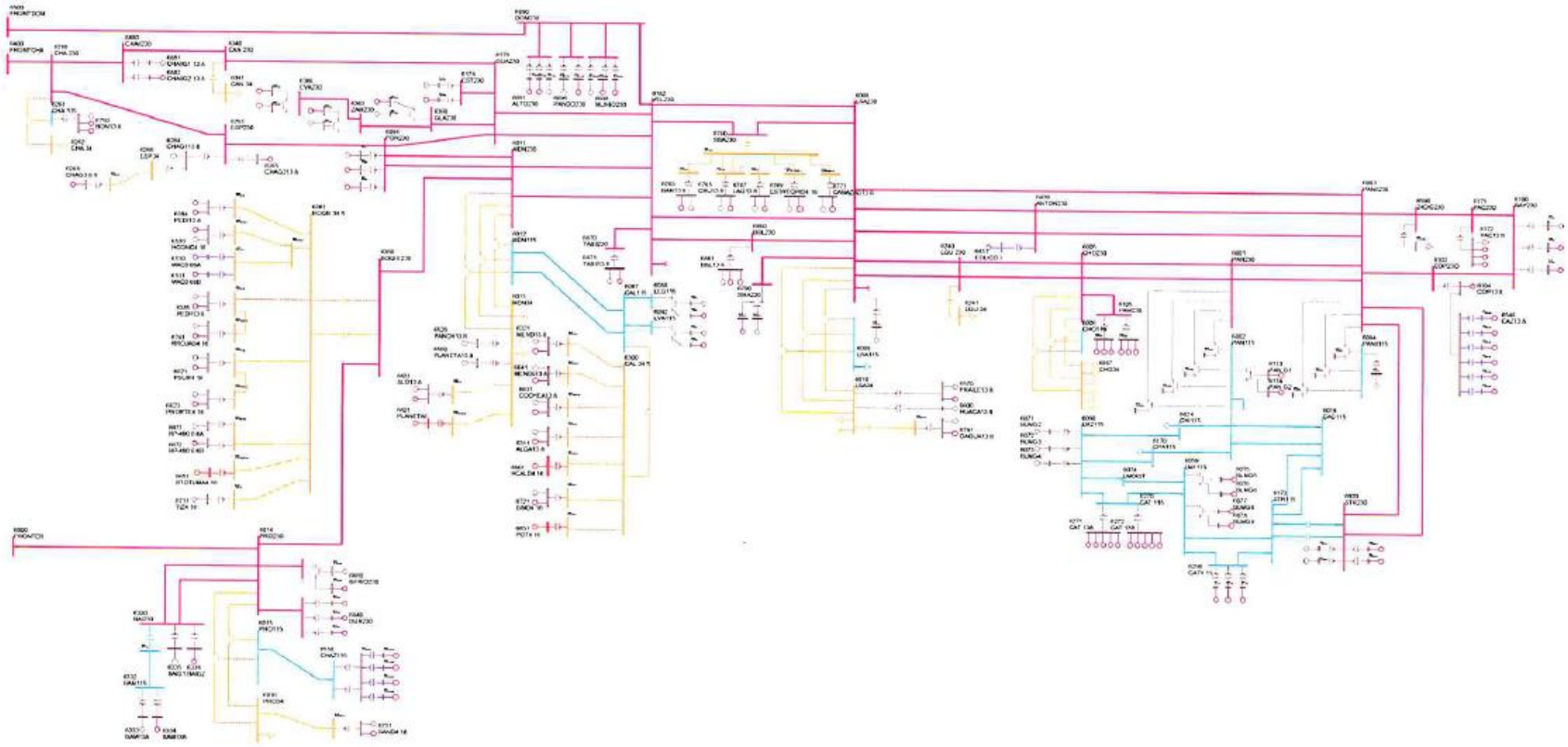
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6004	PANII115	115.00	6	1.0000	115.00	6006	CHO115	115.00	6	0.9666	111.16
6057	TOC115	115.00	6	0.9978	114.75	6580	LBO115	115.00	6	0.9995	114.95
6910	GON115	115.00	6	0.9999	114.98						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	667.8	773.5	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	-116.6	-116.6	-116.6
GUATEMAL	-8.3	100.4	385.6	0.0	0.0	622.6	173.8	-45.4	-45.4	
2	523.2	512.7	0.0	0.0	0.0	0.0	10.5	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	15.3	137.7	-22.5	0.0	0.0	254.5	103.0	51.6	51.6	
3	560.5	545.5	0.0	0.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	-109.2	179.1	40.6	0.0	0.0	515.1	133.2	53.1	53.1	
4	304.7	298.5	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-142.9	118.2	51.4	0.0	0.0	314.6	68.0	-65.9	-65.9	
5	776.3	769.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.4	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	-93.0	302.3	-13.9	0.0	0.0	592.9	137.6	73.8	73.8	
6	1168.8	1051.2	0.0	0.0	0.0	0.0	47.8	69.8	69.8	69.6
PANAMA	2.6	381.5	-228.3	0.0	0.0	564.1	499.2	-85.8	-85.8	
7	82.9	34.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	46.9	46.9	47.0
ACANAL	24.3	12.4	-15.8	0.0	0.0	0.0	9.0	18.6	18.6	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	4084.4	3984.5	0.0	0.0	0.0	0.0	99.8	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-311.3	1231.5	197.1	0.0	0.0	2863.7	1123.9	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:44
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2020

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	20.0	3.0	15.0	0.0	1.0200	19.8	0.9889	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	20.0	3.0	15.0	0.0	1.0200	19.8	0.9889	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	20.0	3.1	15.0	0.0	1.0200	19.8	0.9881	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	21.2	-0.4	12.0	-5.0	1.0000	21.2	0.9998	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	24.7	-5.0	12.0	-5.0	1.0097	24.9	0.9801	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	-8.0	50.0	-50.0	1.0100	74.7	0.9943	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	67.5	27.9	30.0	-25.0	1.0200	71.6	0.9239	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	54.0	5.6	29.0	-29.0	1.0000	54.3	0.9947	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	94.4	-10.8	52.4	-48.9	1.0000	95.0	0.9935	116.5			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	1.1	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9733	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.4	4.2	4.2	-4.2	0.9939	9.5	0.8969	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	25.2	-1.2	10.0	-10.0	1.0000	25.2	0.9989	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	39.9	-14.0	14.0	-14.0	1.0052	42.1	0.9436	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	11.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0144	13.2	0.8527	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	15.2	-7.0	7.8	-7.0	1.0166	16.5	0.9084	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	25.2	-8.0	8.0	-8.0	1.0164	26.0	0.9531	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.0	-2.0	4.9	-4.9	1.0000	9.2	0.9771	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.8	-1.1	3.2	-3.6	1.0000	5.9	0.9836	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	100.0	-17.5	17.5	-17.5	1.0079	100.7	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0070	1.5	0.9983	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.5	2.0	2.0	-2.0	0.9747	5.1	0.9138	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0009	5.1	0.8744	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.1	2.0	2.0	-2.0	0.9747	4.6	0.8966	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9612	2.8	0.9036	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.5	2.2	2.2	-2.2	0.9619	5.3	0.8995	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0009	5.1	0.8744	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0011	5.1	0.8744	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.8	-3.7	3.7	-3.7	1.0072	7.6	0.8771	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.5	-1.9	1.9	-1.9	1.0083	3.9	0.8813	4.1			64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0006	5.1	0.8744	5.6			64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.6	-2.0	2.0	-2.0	1.0335	4.0	0.8793	4.4			64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.4	0.1	2.3	-2.6	1.0000	6.4	0.9998	7.5			64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	25.2	-8.0	8.0	-8.0	1.0175	26.0	0.9531	33.0			64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	16.8	0.7	9.9	-9.9	1.0100	16.7	0.9992	24.9			64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.0	-8.3	12.8	-8.3	1.0035	17.1	0.8748	18.5			64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.0	-8.3	12.8	-8.3	1.0036	17.1	0.8748	18.5			64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.2	-2.3	2.3	-2.3	1.0007	4.7	0.8788	5.2			64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0332	5.0	0.8744	5.6			64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.1	-2.2	2.2	-2.2	1.0129	4.6	0.8787	5.0			64	6

6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	3.9	-2.1	2.1	-2.1	1.0002	4.4	0.8787	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.4	-4.0	4.0	-4.0	1.0064	10.1	0.9200	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.8	3.7	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.8807	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.4	1.8	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9222	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.4	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.6	0.9544	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.7	1.7	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9425	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.7	1.5	1.5	-1.5	0.9998	3.0	0.8780	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	2.9	1.6	1.6	-1.6	0.9859	3.4	0.8792	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	11.5	1.2	6.2	-6.2	1.0000	11.6	0.9947	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	-76.1	300.0	-225.0	0.9825	77.4	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.4	-1.8	1.8	-1.8	1.0214	3.7	0.8788	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	3.8	2.1	2.1	-2.1	0.9998	4.3	0.8788	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.0	-2.2	8.1	-8.1	1.0000	15.2	0.9896	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.8	-2.0	2.0	-2.0	1.0334	4.1	0.8796	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.1	4.0	4.0	-3.0	0.9934	9.1	0.8967	10.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	12.9	-7.8	9.0	-9.0	1.0000	15.1	0.8564	20.5	64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	80.2	-5.1	52.3	-52.3	1.0100	79.6	0.9980	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	38.0	300.0	-225.0	0.9994	38.1	0.0000	300.0	61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	106.2	11.0	61.1	-61.1	1.0200	104.7	0.9947	138.9	62	6
6923	CB250B-1	13.800	C1	106.2	11.0	61.1	-61.1	1.0200	104.7	0.9947	138.9	62	6
SUBSYSTEM TOTALS				1171.9	-97.4	1217.1	-987.9				2250.6		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:44
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2020

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	3.3	8.0	0.0	1.0100	17.3	0.9814	27.7			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.4	12.5	15.0	0.0	1.0100	30.7	0.9149	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.7	4.4	8.0	0.0	1.0100	18.1	0.9705	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	3.4	6.0	-6.0	1.0100	11.8	0.9593	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	1.3	3.0	-3.0	0.9900	4.5	0.9539	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	1.3	3.0	-3.0	0.9900	4.5	0.9539	6.2			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				83.2	26.3	43.0	-12.0				124.4				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:44
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0284	236.52	6011	MDN230	230.00	6	1.0204	234.70
6014	PRO230	230.00	6	1.0261	236.01	6096	FOR230	230.00	6	1.0220	235.06
6100	BAY230	230.00	6	1.0133	233.07	6103	COP23O	230.00	6	1.0025	230.58
6171	PAC230	230.00	6	1.0032	230.73	6178	EST230	230.00	6	1.0206	234.73
6179	GUA230	230.00	6	1.0207	234.76	6182	VEL230	230.00	6	1.0183	234.20
6260	CHA 230	230.00	6	1.0285	236.55	6263	ESP230	230.00	6	1.0281	236.46
6330	BAI230	230.00	6	1.0254	235.84	6340	CAN 230	230.00	6	1.0243	235.58
6360	GLA230	230.00	6	1.0228	235.23	6363	ZAM230	230.00	6	1.0250	235.75
6366	EVA230	230.00	6	1.0263	236.04	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0221	235.09
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0291	236.70	6430	ANTON230	230.00	6	1.0098	232.26
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0339	237.80	6590	24DIC230	230.00	6	1.0012	230.28
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0274	236.30	6690	DOM230	230.00	6	1.0338	237.77
6691	ALTO230	230.00	6	1.0348	238.01	6695	PANDO230	230.00	6	1.0330	237.60
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0332	237.64	6760	SBA230	230.00	6	1.0139	233.20
6840	BUR230	230.00	6	1.0262	236.03	6860	BBL230	230.00	6	1.0175	234.03
6870	TABII230	230.00	6	1.0178	234.09	6880	CHAII230	230.00	6	1.0283	236.50
6920	STR230	230.00	6	1.0152	233.49						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9903	227.76	6005	CHO230	230.00	6	0.9842	226.37
6008	LSA230	230.00	6	0.9980	229.54	6105	PAM230	230.00	6	0.9842	226.37
6240	LGU 230	230.00	6	0.9915	228.05	6790	SMA230	230.00	6	0.9987	229.69

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:44
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0182	117.09	6009	LSA115	115.00	6	1.0086	115.99
6012	MDN115	115.00	6	1.0296	118.41	6015	PRO115	115.00	6	1.0217	117.50
6018	CAC115	115.00	6	1.0177	117.04	6024	CHI115	115.00	6	1.0045	115.52
6027	LOC115A	115.00	6	1.0084	115.96	6032	MAR115A	115.00	6	1.0070	115.81
6036	SMA115	115.00	6	1.0174	117.01	6040	SFR115	115.00	6	1.0028	115.32
6055	MOS115B	115.00	6	1.0164	116.89	6059	LM1115	115.00	6	1.0144	116.66
6060	LM2115	115.00	6	1.0144	116.65	6066	FFIELD	115.00	6	1.0127	116.46
6074	LMDIST	115.00	6	1.0144	116.65	6087	CAL115	115.00	6	1.0280	118.21
6088	LES115	115.00	6	1.0285	118.28	6092	LVA115	115.00	6	1.0278	118.20
6123	MIR115	115.00	7	1.0272	118.13	6170	CPA115	115.00	6	1.0148	116.71
6173	STR115	115.00	6	1.0166	116.91	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0182	117.10
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0182	117.10	6210	TIN115	115.00	6	1.0151	116.74
6211	PM115-9	115.00	6	1.0158	116.81	6230	CBA115	115.00	6	1.0061	115.70
6261	CHA 115	115.00	6	1.0192	117.20	6270	CAT 115	115.00	6	1.0144	116.66
6280	GIR 115	115.00	6	1.0148	116.71	6290	CATII 11	115.00	6	1.0146	116.68
6331	BAI115	115.00	6	1.0188	117.17	6332	BAM115	115.00	6	1.0188	117.17
6350	PM115-8	115.00	6	1.0125	116.44	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0217	117.50

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6004	PANII115	115.00	6	0.9918	114.05	6006	CHO115	115.00	6	0.9684	111.36
6019	CVI115A	115.00	6	0.9925	114.14	6047	CLA115	115.00	6	0.9965	114.60
6057	TOC115	115.00	6	0.9896	113.80	6580	LBO115	115.00	6	0.9919	114.07
6910	GON115	115.00	6	0.9926	114.15						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E WED, MAY 18 2011 10:44
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2020

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	641.4	758.5	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5	-128.6	-128.6	-128.6
GUATEMAL	-18.9	99.0	382.5	0.0	0.0	622.4	160.0	-38.1	-38.1	
2	520.6	512.7	0.0	0.0	0.0	0.0	7.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	22.9	137.7	0.0	0.0	0.0	253.0	91.4	46.8	46.8	
3	556.3	545.5	0.0	0.0	0.0	0.0	10.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	-113.1	179.1	45.6	0.0	0.0	516.7	126.1	53.0	53.0	
4	312.7	304.3	0.0	0.0	0.0	0.0	8.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-114.9	120.4	51.9	0.0	0.0	313.0	82.6	-56.7	-56.7	
5	761.9	750.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.8	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	-26.9	309.9	0.0	0.0	0.0	573.7	189.6	47.3	47.3	
6	1171.9	1057.7	0.0	0.0	0.0	0.0	32.6	81.6	81.6	81.6
PANAMA	-97.4	383.9	-224.5	0.0	0.0	565.2	381.3	-72.9	-72.9	
7	83.2	34.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	47.0	47.0	47.0
ACANAL	26.3	12.5	-15.6	0.0	0.0	0.0	8.9	20.6	20.6	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLUMN	4048.1	3963.2	0.0	0.0	0.0	0.0	84.9	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-321.9	1242.4	239.8	0.0	0.0	2844.1	1039.9	0.0	0.0	

ANEXO III-4 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO INTERCAMBIOS CON C.A.

ÍNDICE GENERAL

1. **Cortocircuito Año 2011**
2. **Cortocircuito Año 2012**
3. **Cortocircuito Año 2013**
4. **Cortocircuito Año 2014**
5. **Cortocircuito Año 2015**
6. **Cortocircuito Año 2017**
7. **Cortocircuito Año 2020**

Cortocircuito Año 2011

```
                          PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          WED, APR 13 2011  10:16
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6000 [FRONTER     230.00] 3PH    1814.79    4555.5   -69.13
                            LG    1665.87    4181.7   -71.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/30.127/79.478, 5.38416  Z-:/29.332/80.481, 5.96349  Z0:/39.055/83.698, 9.05445

---------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    2734.18    6863.4   -78.79
                            LG    2813.52    7062.6   -84.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.268/69.692, 2.70225  Z-:/18.577/72.229, 3.12007  Z0:/18.640/83.550, 8.84484

---------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    2694.31    6763.3   -79.08
                            LG    2850.76    7156.0   -83.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.631/70.638, 2.84575  Z-:/18.937/72.961, 3.26296  Z0:/17.369/83.915, 9.38091

---------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2307.90    5793.3   -79.37
                            LG    2323.31    5832.0   -84.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.970/71.609, 3.00777  Z-:/22.108/74.904, 3.70731  Z0:/23.614/82.887, 8.01342

---------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    2321.35    5827.1   -76.01
                            LG    2030.13    5096.1   -79.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.146/74.239, 3.54314  Z-:/22.525/76.230, 4.08044  Z0:/33.839/81.170, 6.43732
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    2773.04    6960.9   -70.55
                            LG     2589.37    6499.9   -70.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.458/80.271, 5.83246  Z-:/18.839/81.895, 7.02211  Z0:/24.225/79.639, 5.46952

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    1861.29    4672.2   -69.15
                            LG     1779.51    4467.0   -71.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/29.323/79.671, 5.48667  Z-:/28.400/80.830, 6.19501  Z0:/34.359/84.784, 10.95466

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    2811.30    7057.0   -70.80
                            LG     3275.55    8222.3   -72.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.143/81.323, 6.55281  Z-:/18.715/82.506, 7.60146  Z0:/11.455/85.867, 13.83991

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    2016.82    5062.7   -82.54
                            LG     2287.44    5742.0   -85.60
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.596/77.644, 4.56496  Z-:/25.509/79.069, 5.17767  Z0:/18.417/87.405, 22.06299

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6103 [COP23O      230.00] 3PH    2294.19    5758.9   -80.50
                            LG     2351.64    5903.1   -84.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.110/72.600, 3.19101  Z-:/22.387/74.523, 3.61141  Z0:/22.354/83.101, 8.26514

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6105 [PAM230      230.00] 3PH    2292.64    5755.0   -79.48
                            LG    2304.59    5785.0   -84.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.127/71.727, 3.02857  Z-:/22.268/74.997, 3.73131  Z0:/23.863/82.922, 8.05335

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2176.23    5462.8   -81.31
                            LG    2177.86    5466.9   -84.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.489/74.070, 3.50355  Z-:/23.761/75.763, 3.94115  Z0:/25.324/82.771, 7.88344

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6178 [EST230      230.00] 3PH    2467.13    6193.0   -72.03
                            LG    2691.43    6756.1   -73.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.840/81.512, 6.70064  Z-:/21.447/82.539, 7.63587  Z0:/16.785/84.477, 10.34153

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    2584.32    6487.2   -71.94
                            LG    2793.53    7012.4   -72.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.849/81.429, 6.63499  Z-:/20.456/82.504, 7.60022  Z0:/16.565/83.640, 8.97204

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    2604.66    6538.3   -73.05
                            LG    2005.16    5033.4   -72.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.798/78.109, 4.74904  Z-:/20.298/79.619, 5.45901  Z0:/39.974/76.491, 4.16254

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [LGU 230     230.00] 3PH    1525.38    3829.0   -79.04
                            LG    1428.21    3585.1   -82.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/34.895/74.034, 3.49531  Z-:/34.253/75.655, 3.91042  Z0:/42.886/82.214, 7.31333

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA 230     230.00] 3PH    1414.31    3550.2   -64.54
                            LG     1304.76    3275.2   -64.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/38.139/82.035, 7.14660  Z-:/38.114/82.144, 7.24752  Z0:/47.771/81.670, 6.83007

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    1752.39    4398.9   -65.21
                            LG     1905.19    4782.4   -66.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/30.755/83.494, 8.76917  Z-:/30.674/83.679, 9.02684  Z0:/23.469/87.149, 20.07909

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6330 [BAI230      230.00] 3PH    1572.48    3947.3   -69.03
                            LG     1564.27    3926.7   -71.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/34.704/79.884, 5.60472  Z-:/33.799/80.839, 6.20089  Z0:/36.263/85.775, 13.53497

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN 230     230.00] 3PH    2010.88    5047.7   -68.65
                            LG     1832.57    4600.2   -67.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.738/81.380, 6.59635  Z-:/26.431/81.989, 7.10555  Z0:/34.925/76.857, 4.28265

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6360 [GLA230      230.00] 3PH    2434.48    6111.1   -68.10
                            LG     2491.84    6255.1   -69.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.213/77.801, 4.62564  Z-:/21.791/78.651, 4.98248  Z0:/21.131/81.910, 7.03530

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6363 [ZAM230      230.00] 3PH    2245.90    5637.7   -64.25
                            LG     2171.05    5449.8   -66.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.193/74.232, 3.54156  Z-:/23.750/74.837, 3.69005  Z0:/27.234/80.503, 5.97750
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6366 [EVA230      230.00] 3PH    2042.49    5127.1   -59.61
                            LG    1918.85    4816.7   -63.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.672/69.738, 2.70882  Z-:/26.212/70.177, 2.77417  Z0:/32.581/79.706, 5.50614

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII 230  230.00] 3PH    2126.59    5338.2   -69.80
                            LG    1819.63    4567.7   -69.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.533/80.242, 5.81455  Z-:/24.842/81.404, 6.61491  Z0:/39.152/79.673, 5.48780

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1306.59    3279.8   -64.47
                            LG    1076.01    2701.0   -63.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/41.313/81.639, 6.80412  Z-:/41.322/81.721, 6.87201  Z0:/67.898/79.194, 5.23933

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTVEL    230.00] 3PH    1570.81    3943.1   -70.21
                            LG     935.36    2347.9   -55.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/34.975/79.401, 5.34401  Z-:/34.517/80.022, 5.68374  Z0:/110.467/55.636, 1.46243

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6590 [24DIC230    230.00] 3PH    2363.99    5934.1   -80.44
                            LG    2340.33    5874.7   -84.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.453/72.559, 3.18300  Z-:/21.749/74.500, 3.60576  Z0:/24.016/82.018, 7.13155
```

```
                          PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          FRI, APR 15 2011  16:47
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2011 - DEMANDA MÁXIMA
                        OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
                                    <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6002 [PAN115      115.00] 3PH      25.82   25.8161   -79.14
                             LG       28.24   28.2411   -84.56
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.014894+j0.036266, 2.43500  Z-:0.013133+j0.035718, 2.71966  Z0:0.003245+j0.030885,
9.51721

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                    <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6004 [PANII115    115.00] 3PH      18.77   18.7746   -83.26
                             LG       14.24   14.2393   -89.36
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.016193+j0.051585, 3.18568  Z-:0.014313+j0.050953, 3.55991  Z0:0.011517+j0.107154,
9.30423

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                    <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6006 [CHO115      115.00] 3PH       9.96    9.9558   -88.41
                             LG       7.87    7.8711   -96.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.021984+j0.096128, 4.37255  Z-:0.009351+j0.089731, 9.59620  Z0:0.003211+j0.186727,
58.15540

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                    <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6009 [LSA115      115.00] 3PH       9.82    9.8235   -83.64
                             LG       6.69    6.6900   -90.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.022251+j0.102119, 4.58939  Z-:0.018899+j0.099681, 5.27451  Z0:0.006412+j0.256141,
39.94660

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                    <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
```

```
   6012 [MDN115      115.00] 3PH      16.86   16.8603   -72.21
                             LG       15.02   15.0162   -74.51
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.006992+j0.060291, 8.62245  Z-:0.003831+j0.056514, 14.75332  Z0:0.004559+j0.087061,
19.09621

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6015 [PRO115      115.00] 3PH       8.94    8.9360   -74.28
                             LG        9.95    9.9511   -75.90
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.011422+j0.114697, 10.04169  Z-:0.007969+j0.107619, 13.50432  Z0:0.002636+j0.087421,
33.16576

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6018 [CAC115      115.00] 3PH      25.55   25.5490   -79.29
                             LG       27.92   27.9210   -84.39
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.014964+j0.036673, 2.45070  Z-:0.013217+j0.036125, 2.73311  Z0:0.003785+j0.031128,
8.22485

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6019 [CVI115A     115.00] 3PH      17.26   17.2642   -82.37
                             LG       14.93   14.9280   -88.24
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.019536+j0.055003, 2.81541  Z-:0.017696+j0.054470, 3.07820  Z0:0.010690+j0.087286,
8.16480

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6024 [CHI115      115.00] 3PH      13.13   13.1277   -83.83
                             LG        9.12    9.1239   -85.93
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.023093+j0.072711, 3.14863  Z-:0.021536+j0.071966, 3.34160  Z0:0.043500+j0.172614,
3.96816

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6027 [LOC115A     115.00] 3PH      23.00   23.0013   -79.31
                             LG       24.70   24.6953   -84.90
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.017216+j0.040208, 2.33545  Z-:0.015453+j0.039727, 2.57076  Z0:0.004270+j0.036564,
8.56214

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6032 [MAR115A     115.00] 3PH      18.70   18.7040   -80.42
                             LG       18.54   18.5363   -85.43
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.020370+j0.049660, 2.43788  Z-:0.018617+j0.049195, 2.64253  Z0:0.009324+j0.056279,
6.03597

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6036 [SMA115      115.00] 3PH      22.99   22.9930   -79.64
                             LG       23.43   23.4273   -84.72
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.016453+j0.040747, 2.47654  Z-:0.014696+j0.040210, 2.73618  Z0:0.006474+j0.042839,
6.61688

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6040 [SFR115      115.00] 3PH      20.55   20.5461   -80.06
                             LG       19.71   19.7061   -86.08
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.018918+j0.045062, 2.38195  Z-:0.017143+j0.044603, 2.60189  Z0:0.008007+j0.056712,
7.08308

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6047 [CLA115      115.00] 3PH       8.66    8.6612   -85.03
                             LG        0.00    0.0000     0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.033612+j0.110030, 3.27353  Z-:0.032057+j0.109323, 3.41028  Z0:0.000000+j1000000.0,
9999.999
```

```
 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6055 [MOS115B     115.00] 3PH      20.63   20.6330   -80.91
                             LG       17.43   17.4304   -86.61
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.017484+j0.045675, 2.61243  Z-:0.015726+j0.045153, 2.87114  Z0:0.012437+j0.076744,
6.17063

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6057 [TOC115      115.00] 3PH      14.91   14.9140   -84.19
                             LG       10.19   10.1914   -88.77
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.019622+j0.065046, 3.31487  Z-:0.017743+j0.064435, 3.63157  Z0:0.025709+j0.162048,
6.30322

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6059 [LM1115      115.00] 3PH      21.81   21.8142   -85.84
                             LG       24.53   24.5312   -88.73
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.010060+j0.045126, 4.48550  Z-:0.008628+j0.043717, 5.06706  Z0:0.002059+j0.032739,
15.89989

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6060 [LM2115      115.00] 3PH      21.90   21.9002   -85.88
                             LG       24.81   24.8073   -88.81
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.009969+j0.044963, 4.51022  Z-:0.008541+j0.043553, 5.09896  Z0:0.001768+j0.031760,
17.96656

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6066 [FFIELD      115.00] 3PH      16.37   16.3670   -85.17
                             LG       13.07   13.0720   -85.85
```

```
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.014744+j0.059817, 4.05702  Z-:0.013235+j0.058377, 4.41092  Z0:0.024709+j0.107139,
4.33601

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6074 [LMDIST      115.00] 3PH      21.83   21.8328   -85.92
                             LG       24.65   24.6514   -88.83
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.009982+j0.045103, 4.51848  Z-:0.008548+j0.043688, 5.11077  Z0:0.001869+j0.032241,
17.25304

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6087 [CAL115      115.00] 3PH      13.86   13.8625   -70.27
                             LG        6.76    6.7565   -63.18
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.006817+j0.073800, 10.82663  Z-:0.005102+j0.071378, 13.99056  Z0:0.085741+j0.300432,
3.50393

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6088 [LES115      115.00] 3PH      11.90   11.9017   -69.38
                             LG        5.63    5.6286   -62.47
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.008556+j0.086084, 10.06112  Z-:0.007055+j0.083867, 11.88726  Z0:0.103941+j0.365632,
3.51767

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6092 [LVA115      115.00] 3PH      13.11   13.1134   -69.89
                             LG        6.31    6.3147   -62.88
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.007437+j0.077985, 10.48621  Z-:0.005805+j0.075639, 13.03076  Z0:0.092041+j0.322932,
3.50855

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
```

```
   6170 [CPA115      115.00] 3PH      14.75   14.7504   -85.21
                             LG       14.83   14.8300   -87.69
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.015586+j0.066645, 4.27597  Z-:0.014352+j0.065671, 4.57557  Z0:0.007912+j0.068373,
8.64143

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6173 [STR115      115.00] 3PH      19.45   19.4503   -85.84
                             LG       16.53   16.5273   -85.97
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.011619+j0.050551, 4.35081  Z-:0.010182+j0.049279, 4.83973  Z0:0.018819+j0.078735,
4.18380

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6174 [PM115-1A    115.00] 3PH      12.77   12.7684   -87.06
                             LG        9.73    9.7340   -86.06
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.017705+j0.077199, 4.36024  Z-:0.016172+j0.076303, 4.71830  Z0:0.041096+j0.149029,
3.62634

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6175 [PM115-2A    115.00] 3PH      12.77   12.7684   -87.06
                             LG        9.73    9.7340   -86.06
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.017705+j0.077199, 4.36024  Z-:0.016172+j0.076303, 4.71830  Z0:0.041096+j0.149029,
3.62634

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6210 [TIN115      115.00] 3PH      19.35   19.3548   -81.39
                             LG       14.85   14.8457   -88.06
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.018218+j0.048835, 2.68058  Z-:0.016462+j0.048314, 2.93487  Z0:0.013910+j0.100839,
7.24936

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6211 [PM115-9     115.00] 3PH      18.48   18.4757   -81.79
                             LG       0.00    0.0000     0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.018739+j0.051302, 2.73775  Z-:0.016981+j0.050780, 2.99033  Z0:0.000000+j1000000.0,
9999.999

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6230 [CBA115      115.00] 3PH      22.06   22.0623   -79.54
                             LG       22.22   22.2229   -85.18
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.017896+j0.041897, 2.34111  Z-:0.016129+j0.041428, 2.56854  Z0:0.006751+j0.046093,
6.82730

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6261 [CHA 115     115.00] 3PH       5.20    5.1957   -69.18
                             LG       6.06    6.0632   -69.54
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.014584+j0.195003, 13.37066  Z-:0.014441+j0.194980, 13.50135  Z0:0.005318+j0.111549,
20.97436

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6270 [CAT 115     115.00] 3PH      21.83   21.8267   -85.73
                             LG       24.49   24.4932   -88.34
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.010120+j0.045095, 4.45591  Z-:0.008696+j0.043685, 5.02385  Z0:0.002722+j0.032884,
12.07964

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6280 [GIR 115     115.00] 3PH      13.67   13.6706   -85.44
                             LG       14.40   14.4001   -88.19
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.016272+j0.072045, 4.42746  Z-:0.015080+j0.071091, 4.71415  Z0:0.005097+j0.064036,
12.56253
```

```
 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6290 [CATII 11    115.00] 3PH      20.93   20.9266   -85.88
                             LG       24.14   24.1384   -89.48
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.010486+j0.047042, 4.48601  Z-:0.009054+j0.045649, 5.04204  Z0:0.000000+j0.031127,
9999.999

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6331 [BAI115      115.00] 3PH       6.09    6.0875   -72.05
                             LG       0.01    0.0110   104.74
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.009299+j0.166450, 17.90058  Z-:0.008269+j0.165314, 19.99248  Z0:0.021460-j277.71188,
9999.999
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6332 [BAM115      115.00] 3PH       4.62    4.6234   -67.99
                             LG       0.01    0.0110   107.65
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.016633+j0.218891, 13.16039  Z-:0.015846+j0.217950, 13.75424  Z0:0.021460-j277.71188,
9999.999
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6350 [PM115-8     115.00] 3PH      19.01   19.0080   -81.21
                             LG       17.67   17.6712   -85.49
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.018951+j0.049538, 2.61404  Z-:0.017199+j0.049034, 2.85103  Z0:0.012907+j0.065402,
5.06709

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6550 [CHAZ115     115.00] 3PH       8.88    8.8764   -74.23
                             LG       12.28   12.2809   -75.47
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.011597+j0.115457, 9.95570  Z-:0.008144+j0.108379, 13.30747  Z0:0.000000+j0.027000,
9999.999
```

```
 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6580 [LBO115      115.00] 3PH      15.80   15.8031   -82.87
                             LG       0.00    0.0000     0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.020854+j0.060237, 2.88858  Z-:0.019013+j0.059708, 3.14033  Z0:0.000000+j1000000.0,
9999.999

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6123 [MIR115      115.00] 3PH      15.65   15.6531   -82.96
                             LG      14.53   14.5251   -85.98
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.019828+j0.062320, 3.14305  Z-:0.018368+j0.061808, 3.36495  Z0:0.015229+j0.080442,
5.28203
```

Cortocircuito Año 2012

```
                            PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          FRI, APR 15 2011  16:43
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA
                           OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6000 [FRONTER     230.00] 3PH      22.93   22.9257   -60.13
                             LG      21.61   21.6119   -60.84
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.007005+j0.043914, 6.26870  Z-:0.006391+j0.043196, 6.75902  Z0:0.007144+j0.052910,
7.40646

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6001 [PAN230      230.00] 3PH      26.01   26.0131   -73.64
                             LG      28.06   28.0611   -79.67
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.014866+j0.035439, 2.38387  Z-:0.012421+j0.034879, 2.80806  Z0:0.003487+j0.032033,
9.18578

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6003 [PANII230    230.00] 3PH      25.24   25.2431   -74.15
                             LG       27.53   27.5328   -79.61
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.014739+j0.037067, 2.51489  Z-:0.012379+j0.036391, 2.93966  Z0:0.003540+j0.031889,
9.00830

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6005 [CHO230      230.00] 3PH      22.77   22.7707   -74.02
                             LG       23.82   23.8162   -79.65
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.015155+j0.041249, 2.72182  Z-:0.011749+j0.040696, 3.46378  Z0:0.004743+j0.040065,
8.44780

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6008 [LSA230      230.00] 3PH      24.46   24.4621   -68.72
                             LG       21.79   21.7858   -72.68
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.011427+j0.039384, 3.44653  Z-:0.009708+j0.038859, 4.00291  Z0:0.008120+j0.056762,
6.99073

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6011 [MDN230      230.00] 3PH      34.71   34.7083   -60.45
                             LG       29.90   29.8982   -59.52
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.004385+j0.028751, 6.55673  Z-:0.003634+j0.028095, 7.73096  Z0:0.008874+j0.043023,
4.84829

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6014 [PRO230      230.00] 3PH      24.21   24.2086   -59.90
                             LG       23.94   23.9355   -60.92
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.006272+j0.041591, 6.63072  Z-:0.005563+j0.040714, 7.31881  Z0:0.004944+j0.044210,
8.94256
```

```
 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6096 [FOR230      230.00] 3PH      37.06   37.0616   -60.74
                             LG       40.92   40.9169   -60.32
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.003391+j0.027029, 7.97179  Z-:0.002936+j0.026637, 9.07199  Z0:0.003423+j0.019711,
5.75796

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6100 [BAY230      230.00] 3PH      17.56   17.5603   -79.13
                             LG       20.70   20.6964   -82.71
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.014942+j0.056136, 3.75685  Z-:0.012502+j0.054097, 4.32699  Z0:0.001593+j0.034752,
21.81773

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6103 [COP23O      230.00] 3PH      21.45   21.4513   -76.02
                             LG       22.63   22.6344   -80.72
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.015736+j0.044346, 2.81819  Z-:0.013376+j0.043503, 3.25225  Z0:0.005148+j0.041476,
8.05619

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6105 [PAM230      230.00] 3PH      22.63   22.6300   -74.13
                             LG       23.61   23.6093   -79.73
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.015156+j0.041549, 2.74148  Z-:0.011756+j0.040996, 3.48706  Z0:0.004813+j0.040611,
8.43770

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6171 [PAC230      230.00] 3PH      20.27   20.2707   -77.16
                             LG       20.91   20.9065   -81.33
```

```
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.015448+j0.047606, 3.08172  Z-:0.013191+j0.046639, 3.53581  Z0:0.006090+j0.047134,
7.73995

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6178 [EST230      230.00] 3PH      33.41   33.4064   -61.15
                               LG     33.79   33.7886   -61.52
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.003787+j0.029932, 7.90463  Z-:0.003365+j0.029620, 8.80252  Z0:0.003511+j0.029298,
8.34377

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6179 [GUA230      230.00] 3PH      35.36   35.3610   -61.19
                               LG     35.45   35.4512   -61.27
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.003617+j0.028275, 7.81671  Z-:0.003192+j0.027961, 8.75895  Z0:0.003894+j0.028388,
7.28994

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6182 [VEL230      230.00] 3PH      30.61   30.6055   -64.01
                               LG     21.84   21.8387   -63.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.006490+j0.032289, 4.97508  Z-:0.005624+j0.031848, 5.66263  Z0:0.017572+j0.071110,
4.04678

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6240 [LGU 230     230.00] 3PH      15.37   15.3728   -73.16
                               LG     14.56   14.5560   -76.88
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.017971+j0.062519, 3.47895  Z-:0.015662+j0.062049, 3.96171  Z0:0.010328+j0.076793,
7.43513

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
```

```
   6260 [CHA 230     230.00] 3PH      20.59   20.5870   -58.30
                             LG       18.43   18.4268   -55.85
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.007121+j0.049101, 6.89532  Z-:0.006985+j0.049038, 7.01998  Z0:0.016762+j0.065264,
3.89363

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6263 [ESP230      230.00] 3PH      21.75   21.7467   -57.50
                             LG       23.63   23.6334   -54.09
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.005696+j0.046683, 8.19544  Z-:0.005547+j0.046574, 8.39560  Z0:0.012113+j0.034448,
2.84395

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6330 [BAI230      230.00] 3PH      20.90   20.8963   -59.59
                             LG       23.41   23.4114   -61.34
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.006794+j0.048263, 7.10402  Z-:0.006168+j0.047462, 7.69426  Z0:0.001264+j0.034006,
26.90277

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6340 [CAN 230     230.00] 3PH      19.23   19.2316   -59.47
                             LG       18.01   18.0056   -53.94
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.007863+j0.052132, 6.62961  Z-:0.007541+j0.051906, 6.88298  Z0:0.025787+j0.059798,
2.31890

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6360 [GLA230      230.00] 3PH      32.67   32.6693   -56.02
                             LG       30.73   30.7268   -57.27
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.006542+j0.030305, 4.63239  Z-:0.006161+j0.029976, 4.86525  Z0:0.006047+j0.036815,
6.08825

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6363 [ZAM230      230.00] 3PH      28.79   28.7894   -49.81
                             LG       25.68   25.6806   -53.02
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.010977+j0.033606, 3.06157  Z-:0.010637+j0.033265, 3.12719  Z0:0.008920+j0.048041,
5.38591

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6366 [EVA230      230.00] 3PH      25.25   25.2460   -44.00
                             LG       22.09   22.0929   -49.38
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.016276+j0.037002, 2.27338  Z-:0.015950+j0.036658, 2.29835  Z0:0.011431+j0.057863,
5.06204

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6380 [BOQIII 230  230.00] 3PH      26.26   26.2557   -59.78
                             LG       21.41   21.4076   -58.56
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.005736+j0.038197, 6.65922  Z-:0.005104+j0.037533, 7.35353  Z0:0.013266+j0.064329,
4.84920

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH      18.32   18.3162   -58.66
                             LG       14.13   14.1343   -55.50
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.008401+j0.055148, 6.56408  Z-:0.008309+j0.055145, 6.63706  Z0:0.027740+j0.101971,
3.67588

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6450 [LSA CAP 230 230.00] 3PH      24.46   24.4621   -68.72
                             LG       21.79   21.7858   -72.68
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.011427+j0.039384, 3.44653  Z-:0.009708+j0.038859, 4.00291  Z0:0.008120+j0.056762,
6.99073
```

```
 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6500 [FRONTVEL    230.00] 3PH      18.20   18.1971   -62.02
                             LG       9.84    9.8425   -45.86
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.009568+j0.055428, 5.79284  Z-:0.009163+j0.055111, 6.01482  Z0:0.117767+j0.169991,
1.44346

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6590 [24DIC230    230.00] 3PH      22.12   22.1200   -75.94
                             LG      22.58   22.5818   -80.55
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.015312+j0.043040, 2.81082  Z-:0.013006+j0.042227, 3.24676  Z0:0.006369+j0.044418,
6.97360

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                             PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          FRI, APR 15 2011  16:44

 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 EPOCA LLUVIOSA DEL AÑO 2012 - DEMANDA MÁXIMA
                         OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6002 [PAN115      115.00] 3PH      25.29   25.2915   -74.13
                             LG      28.38   28.3824   -80.01
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.016195+j0.035964, 2.22071  Z-:0.013964+j0.035552, 2.54602  Z0:0.003053+j0.028557,
9.35302

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6004 [PANII115    115.00] 3PH      18.01   18.0106   -79.01
                             LG      13.89   13.8869   -85.95
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.018116+j0.052423, 2.89368  Z-:0.015787+j0.051961, 3.29144  Z0:0.011424+j0.106607,
9.33185

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6006 [CHO115      115.00] 3PH      12.27   12.2749   -81.94
                             LG       10.39   10.3899   -90.26
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.021128+j0.077370, 3.66199  Z-:0.010552+j0.074193, 7.03155  Z0:0.002755+j0.130604,
47.40920

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6009 [LSA115      115.00] 3PH      12.45   12.4467   -75.35
                             LG        8.97    8.9684   -81.35
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.017520+j0.079981, 4.56510  Z-:0.014906+j0.078516, 5.26747  Z0:0.005302+j0.180310,
34.00609

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6012 [MDN115      115.00] 3PH      18.44   18.4420   -61.44
                             LG       15.86   15.8566   -63.21
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.005503+j0.054884, 9.97321  Z-:0.002872+j0.051176, 17.81935  Z0:0.004912+j0.085941,
17.49557
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6015 [PRO115      115.00] 3PH       9.95    9.9527   -64.71
                             LG       11.02   11.0200   -65.88
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.007613+j0.101842, 13.37819  Z-:0.005182+j0.096174, 18.56012  Z0:0.002207+j0.078282,
35.46962

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6018 [CAC115      115.00] 3PH      25.01   25.0136   -74.33
                             LG       28.02   28.0200   -79.85
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.016273+j0.036400, 2.23683  Z-:0.014060+j0.035988, 2.55964  Z0:0.003654+j0.028840,
7.89329

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6019 [CVI115A     115.00] 3PH      16.64   16.6359   -78.20
                             LG       14.55   14.5520   -84.72
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.021385+j0.055621, 2.60092  Z-:0.019104+j0.055267, 2.89303  Z0:0.010735+j0.086960,
8.10032

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6024 [CHI115      115.00] 3PH      12.74   12.7356   -80.24
                             LG        8.96    8.9644   -82.90
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.024796+j0.073575, 2.96728  Z-:0.022784+j0.072900, 3.19966  Z0:0.043464+j0.171665,
3.94957

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6027 [LOC115A     115.00] 3PH      22.47   22.4728   -74.53
                             LG       24.50   24.5025   -80.60
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.018598+j0.039934, 2.14721  Z-:0.016385+j0.039613, 2.41764  Z0:0.004290+j0.035124,
8.18830
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6032 [MAR115A     115.00] 3PH      18.35   18.3538   -75.96
                             LG       18.35   18.3540   -81.46
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.021656+j0.049197, 2.27175  Z-:0.019462+j0.048895, 2.51233  Z0:0.009417+j0.055041,
5.84475

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6036 [SMA115      115.00] 3PH      22.55   22.5510   -74.83
                             LG       23.42   23.4221   -80.42
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.017753+j0.040430, 2.27742  Z-:0.015527+j0.040033, 2.57821  Z0:0.006376+j0.040757,
6.39207
```

```
 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6040 [SFR115      115.00] 3PH      20.00   20.0040   -75.50
                             LG      19.37   19.3748   -82.14
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.020417+j0.044960, 2.20207  Z-:0.018198+j0.044672, 2.45474  Z0:0.008102+j0.056005,
6.91209

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6047 [CLA115      115.00] 3PH       8.46    8.4574   -81.76
                             LG       0.00    0.0000     0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.035335+j0.110812, 3.13601  Z-:0.033331+j0.110184, 3.30571  Z0:0.000000+j1000000.0,
9999.999

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6055 [MOS115B     115.00] 3PH      20.26   20.2622   -76.26
                             LG      17.33   17.3268   -82.65
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.018796+j0.045338, 2.41210  Z-:0.016573+j0.044960, 2.71278  Z0:0.012444+j0.075113,
6.03610
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6057 [TOC115      115.00] 3PH      14.40   14.4025   -80.24
                             LG       9.96    9.9586   -85.59
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.021522+j0.065728, 3.05399  Z-:0.019201+j0.065294, 3.40050  Z0:0.025670+j0.161616,
6.29580

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6059 [LM1115      115.00] 3PH      19.97   19.9692   -82.22
                             LG      22.96   22.9561   -85.53
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.012321+j0.048453, 3.93244  Z-:0.010399+j0.046939, 4.51368  Z0:0.002077+j0.032699,
15.74212
```

```
 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6060 [LM2115      115.00] 3PH      20.05   20.0483   -82.26
                             LG       23.21   23.2060   -85.60
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.012217+j0.048280, 3.95191  Z-:0.010302+j0.046765, 4.53948  Z0:0.001786+j0.031722,
17.76593

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6066 [FFIELD      115.00] 3PH      15.28   15.2829   -81.93
                             LG       12.55   12.5525   -83.31
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.017098+j0.063014, 3.68542  Z-:0.015093+j0.061479, 4.07335  Z0:0.024727+j0.107099,
4.33123

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6074 [LMDIST      115.00] 3PH      19.99   19.9892   -82.29
                             LG       23.07   23.0662   -85.63
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.012236+j0.048423, 3.95730  Z-:0.010314+j0.046903, 4.54755  Z0:0.001887+j0.032202,
17.06845

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6087 [CAL115      115.00] 3PH      14.84   14.8383   -58.42
                             LG        6.88    6.8761   -50.72
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.005749+j0.068404, 11.89880  Z-:0.004419+j0.066136, 14.96540  Z0:0.086094+j0.299310,
3.47653

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6088 [LES115      115.00] 3PH      12.51   12.5133   -57.31
                             LG        5.69    5.6906   -50.00
```

```
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.007694+j0.081199, 10.55332  Z-:0.006538+j0.079128, 12.10350  Z0:0.104294+j0.364510,
3.49501

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6092 [LVA115      115.00] 3PH      13.94   13.9382   -57.95
                               LG      6.41    6.4095   -50.41
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.006451+j0.072781, 11.28287  Z-:0.005188+j0.070586, 13.60588  Z0:0.092394+j0.321810,
3.48300

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6170 [CPA115      115.00] 3PH      14.17   14.1687   -82.01
                               LG      14.41   14.4107   -84.85
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.017203+j0.068490, 3.98117  Z-:0.015563+j0.067483, 4.33608  Z0:0.007933+j0.068306,
8.61003

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6173 [STR115      115.00] 3PH      18.12   18.1177   -82.29
                               LG      15.83   15.8253   -83.15
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.013731+j0.053362, 3.88612  Z-:0.011814+j0.052020, 4.40330  Z0:0.018846+j0.078585,
4.16996

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6174 [PM115-1A    115.00] 3PH      12.35   12.3515   -83.52
                               LG       9.54    9.5364   -83.08
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.019490+j0.078478, 4.02648  Z-:0.017486+j0.077611, 4.43849  Z0:0.041119+j0.148249,
3.60537

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
```

```
   6175 [PM115-2A    115.00] 3PH      12.35   12.3515   -83.52
                             LG       9.54    9.5364   -83.08
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.019490+j0.078478, 4.02648  Z-:0.017486+j0.077611, 4.43849  Z0:0.041119+j0.148249,
3.60537

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6210 [TIN115      115.00] 3PH      19.01   19.0126   -76.83
                             LG       17.18   17.1839   -84.15
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.019554+j0.048510, 2.48086  Z-:0.017331+j0.048133, 2.77724  Z0:0.006972+j0.071334,
10.23122

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6211 [PM115-9     115.00] 3PH      18.16   18.1564   -77.30
                             LG       0.00    0.0000     0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.020065+j0.050972, 2.54033  Z-:0.017842+j0.050595, 2.83574  Z0:0.000000+j1000000.0,
9999.999

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6230 [CBA115      115.00] 3PH      21.53   21.5284   -74.84
                             LG       21.96   21.9634   -81.05
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.019320+j0.041676, 2.15709  Z-:0.017106+j0.041372, 2.41855  Z0:0.006804+j0.044928,
6.60303

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6261 [CHA 115     115.00] 3PH       5.87    5.8719   -63.88
                             LG       6.81    6.8067   -63.85
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.010943+j0.172989, 15.80860  Z-:0.010806+j0.172931, 16.00286  Z0:0.006814+j0.101756,
14.93304

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6270 [CAT 115     115.00] 3PH      19.96   19.9632   -82.08
                             LG       22.91   22.9054   -85.14
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.012423+j0.048450, 3.90014  Z-:0.010507+j0.046935, 4.46686  Z0:0.002741+j0.032848,
11.98352

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6280 [GIR 115     115.00] 3PH      13.18   13.1782   -82.33
                             LG       14.01   14.0142   -85.37
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.017832+j0.073846, 4.14127  Z-:0.016245+j0.072859, 4.48498  Z0:0.005115+j0.063991,
12.51074

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6290 [CATII 11    115.00] 3PH      19.24   19.2380   -82.31
                             LG       22.63   22.6277   -86.27
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.012730+j0.050309, 3.95201  Z-:0.010809+j0.048816, 4.51616  Z0:0.000000+j0.031127,
9999.999

 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6331 [BAI115      115.00] 3PH       6.53    6.5334   -61.52
                             LG       0.01    0.0109   116.37
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.005649+j0.154097, 27.27899  Z-:0.005172+j0.153492, 29.67904  Z0:0.021460-j277.71188,
9999.999
 ---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6332 [BAM115      115.00] 3PH       4.83    4.8320   -56.86
                             LG       0.01    0.0109   119.26
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.014113+j0.208900, 14.80189  Z-:0.013751+j0.208401, 15.15521  Z0:0.021460-j277.71188,
9999.999
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                              /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6350 [PM115-8     115.00] 3PH      18.65   18.6549   -76.72
                             LG       17.55   17.5453   -81.54
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.020253+j0.049175, 2.42803  Z-:0.018047+j0.048821, 2.70517  Z0:0.012898+j0.063732,
4.94103

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                              /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6550 [CHAZ115     115.00] 3PH       9.88    9.8782   -64.65
                             LG       13.44   13.4380   -65.67
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.007788+j0.102602, 13.17515  Z-:0.005357+j0.096934, 18.09565  Z0:0.000000+j0.027000,
9999.999

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                              /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6580 [LBO115      115.00] 3PH      15.26   15.2590   -78.81
                             LG        0.00    0.0000     0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.022710+j0.060843, 2.67909  Z-:0.020430+j0.060494, 2.96101  Z0:0.000000+j1000000.0,
9999.999

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                              /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          PU         PU       DEG
   6123 [MIR115      115.00] 3PH      15.42   15.4197   -78.95
                             LG       14.41   14.4081   -82.34
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (PU)     Z+:0.020948+j0.062128, 2.96585  Z-:0.019094+j0.061720, 3.23238  Z0:0.015286+j0.079254,
5.18485
```

Cortocircuito Año 2013

```
                          PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          SAT, MAY 07 2011  12:40
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6000 [FRONTER     230.00] 3PH    2847.49    7147.8   -55.34
                            LG     2456.33    6165.9   -55.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.955/82.032, 7.14411  Z-:/18.744/82.476, 7.57121  Z0:/28.222/82.285, 7.38150

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    2438.20    6120.4   -72.34
                            LG     2716.69    6819.5   -78.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.822/64.021, 2.05219  Z-:/21.207/67.793, 2.44958  Z0:/16.255/82.668, 7.77222

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    2393.71    6008.7   -73.04
                            LG     2741.91    6882.8   -78.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.423/65.413, 2.18553  Z-:/21.814/68.881, 2.58905  Z0:/14.852/81.350, 6.57306

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2053.41    5154.5   -72.48
                            LG     2223.11    5580.5   -79.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.642/66.372, 2.28590  Z-:/24.867/71.226, 2.94185  Z0:/21.043/82.913, 8.04360

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    2428.94    6097.2   -65.80
                            LG     2334.79    5860.8   -70.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.925/72.452, 3.16240  Z-:/21.545/74.895, 3.70498  Z0:/25.168/82.772, 7.88460
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    3814.15    9574.4   -55.99
                            LG     3169.44    7956.0   -54.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.000/81.427, 6.63294  Z-:/13.713/82.663, 7.76587  Z0:/22.861/78.106, 4.74767

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3010.37    7556.7   -55.02
                            LG     2738.72    6874.8   -55.60
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.908/82.569, 7.66708  Z-:/17.635/83.145, 8.31826  Z0:/23.511/83.590, 8.90091

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    3971.71    9969.9   -56.39
                            LG     4306.99   10811.5   -55.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.456/82.849, 7.97045  Z-:/13.293/83.659, 8.99883  Z0:/10.492/79.838, 5.57892

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1567.75    3935.4   -78.39
                            LG     1889.06    4741.9   -82.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/34.628/72.238, 3.12170  Z-:/33.692/74.416, 3.58542  Z0:/18.330/87.194, 20.40602

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6103 [COP23O      230.00] 3PH    2029.63    5094.8   -75.22
                            LG     2215.61    5561.7   -80.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.503/67.815, 2.45222  Z-:/25.889/70.749, 2.86340  Z0:/20.804/81.565, 6.74322

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6105 [PAM230      230.00] 3PH    2038.09    5116.1   -72.61
                            LG     2201.72    5526.8   -79.12
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.835/66.508, 2.30072  Z-:/25.064/71.328, 2.95915  Z0:/21.341/82.911, 8.04153

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    1911.03    4797.1   -76.53
                            LG     2031.85    5100.4   -81.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/28.282/69.488, 2.67294  Z-:/27.671/72.114, 3.09868  Z0:/24.167/81.673, 6.83236

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6178 [EST230      230.00] 3PH    3526.08    8851.2   -57.01
                            LG     3515.67    8825.1   -57.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.121/82.783, 7.89640  Z-:/14.992/83.480, 8.75009  Z0:/15.385/82.961, 8.09867

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    3745.85    9402.9   -57.05
                            LG     3700.52    9289.1   -57.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.234/82.700, 7.80603  Z-:/14.105/83.447, 8.70459  Z0:/14.890/81.965, 7.08385

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    3232.52    8114.3   -60.21
                            LG     2480.67    6227.0   -59.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.459/78.249, 4.80741  Z-:/16.250/79.669, 5.48571  Z0:/31.656/76.036, 4.02166

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [LGU 230     230.00] 3PH    1497.02    3757.8   -71.43
                            LG     1463.41    3673.5   -75.75
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/35.220/72.332, 3.13956  Z-:/34.803/74.585, 3.62670  Z0:/38.385/82.491, 7.58601

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA 230     230.00] 3PH    2269.78    5697.7   -54.37
                            LG     2007.87    5040.2   -51.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.863/82.415, 7.50912  Z-:/23.838/82.547, 7.64429  Z0:/33.334/76.495, 4.16383

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2320.69    5825.4   -53.29
                            LG     2491.17    6253.4   -49.73
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.404/83.344, 8.56946  Z-:/23.361/83.491, 8.76524  Z0:/18.970/70.781, 2.86859

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6330 [BAI230      230.00] 3PH    2465.65    6189.3   -54.33
                            LG     2632.88    6609.1   -55.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.866/82.752, 7.86318  Z-:/21.618/83.166, 8.34440  Z0:/17.995/87.855, 26.69531

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN 230     230.00] 3PH    2008.22    5041.1   -55.28
                            LG     1856.87    4661.1   -49.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.725/81.507, 6.69698  Z-:/26.630/81.795, 6.93482  Z0:/34.075/66.558, 2.30618

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6360 [GLA230      230.00] 3PH    3432.93    8617.4   -51.40
                            LG     3181.84    7987.1   -52.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.607/77.333, 4.44918  Z-:/15.455/77.894, 4.66221  Z0:/19.469/80.480, 5.96299

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6363 [ZAM230      230.00] 3PH    2994.66    7517.2   -44.85
                            LG     2638.23    6622.5   -48.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.979/71.085, 2.91828  Z-:/17.809/71.457, 2.98125  Z0:/25.583/79.323, 5.30396

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6366 [EVA230      230.00] 3PH    2606.91    6543.9   -38.92
                            LG     2258.75    5670.0   -44.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.708/65.312, 2.17536  Z-:/20.528/65.570, 2.20139  Z0:/30.937/78.688, 4.99916

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII 230  230.00] 3PH    3072.77    7713.3   -54.91
                            LG     2325.28    5837.0   -53.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.472/82.108, 7.21401  Z-:/17.242/82.746, 7.85639  Z0:/34.597/78.270, 4.81612

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1990.52    4996.6   -54.74
                            LG     1506.57    3781.8   -51.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.194/81.879, 7.00833  Z-:/27.192/81.968, 7.08668  Z0:/53.581/75.306, 3.81349

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6430 [ANTON230    230.00] 3PH    1236.48    3103.8   -78.06
                            LG     1599.75    4015.7   -78.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/43.530/79.556, 5.42510  Z-:/43.300/80.843, 6.20394  Z0:/14.119/82.271, 7.36813

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6450 [LSA CAP 230 230.00] 3PH    2428.94    6097.2   -65.80
                            LG     2334.79    5860.8   -70.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.925/72.452, 3.16240  Z-:/21.545/74.895, 3.70498  Z0:/25.168/82.772, 7.88460

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2553.10    6408.8   -57.95
                            LG     2785.14    6991.3   -57.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.258/82.537, 7.63357  Z-:/21.204/82.750, 7.86026  Z0:/16.020/79.257, 5.27056

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6590 [24DIC230    230.00] 3PH    2094.30    5257.2   -75.13
                            LG     2220.05    5572.8   -80.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.711/67.749, 2.44421  Z-:/25.112/70.708, 2.85687  Z0:/22.255/80.449, 5.94338

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6680 [BFRIO230    230.00] 3PH    2684.21    6737.9   -47.47
                            LG     2360.96    5926.5   -50.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.146/75.136, 3.76767  Z-:/19.853/75.515, 3.87091  Z0:/28.832/82.119, 7.22462

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6690 [DOM230      230.00] 3PH    2513.32    6309.0   -58.15
                            LG     3106.27    7797.4   -58.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.601/82.817, 7.93525  Z-:/21.547/83.033, 8.18273  Z0:/9.286/82.455, 7.54980

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6691 [ALTO230     230.00] 3PH    2296.25    5764.1   -52.09
                            LG     2920.67    7331.5   -53.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.707/76.827, 4.27247  Z-:/23.643/77.001, 4.33180  Z0:/8.653/85.741, 13.42821
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6695 [PANDO230    230.00] 3PH    1864.50    4680.3   -58.01
                            LG     2420.88    6076.9   -58.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/29.121/82.966, 8.10455  Z-:/29.069/83.117, 8.28388  Z0:/9.103/85.506, 12.72300

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6698 [MLIRIO230   230.00] 3PH    2072.27    5201.9   -58.08
                            LG     2766.21    6943.8   -58.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.199/83.034, 8.18494  Z-:/26.147/83.202, 8.38899  Z0:/6.545/86.605, 16.85681



                           PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          SAT, MAY 07 2011  12:41
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2013
                        OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6002 [PAN115      115.00] 3PH    2400.05   12049.3   -72.80
                            LG     2740.07   13756.4   -79.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.552/62.399, 1.91274  Z-:/5.421/65.734, 2.21829  Z0:/3.787/83.856, 9.29019

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    1947.34    9776.5   -77.72
                            LG     1519.34    7627.8   -85.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.850/67.928, 2.46612  Z-:/6.735/70.616, 2.84213  Z0:/12.955/83.197, 8.38231

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    1310.08    6577.1   -79.87
```

```
                              LG    1076.52    5404.6   -90.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.925/71.273, 2.94973  Z-:/9.384/78.686, 4.99812  Z0:/17.231/88.746, 45.69555

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1324.99    6652.0   -72.46
                              LG     943.72    4737.9   -79.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.222/76.442, 4.14676  Z-:/10.021/78.243, 4.80477  Z0:/23.026/88.714, 44.52843

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    1929.51    9687.0   -56.90
                              LG    1627.91    8172.8   -58.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.982/84.372, 10.14782  Z-:/6.518/86.921, 18.59066  Z0:/11.331/86.701, 17.34770

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1136.96    5708.0   -59.33
                              LG    1203.99    6044.5   -60.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.797/86.659, 17.12767  Z-:/11.273/87.613, 23.99253  Z0:/10.354/88.379, 35.33072

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2377.30   11935.1   -73.03
                              LG    2707.66   13593.7   -79.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.604/62.583, 1.92778  Z-:/5.475/65.859, 2.23129  Z0:/3.834/82.734, 7.84257

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6019 [CVI115A     115.00] 3PH    1717.38    8622.0   -77.49
                              LG    1508.78    7574.7   -84.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.720/66.371, 2.28578  Z-:/7.614/68.753, 2.57190  Z0:/11.251/82.432, 7.52679
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1278.50    6418.6   -80.46
                            LG     902.35    4530.2   -84.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.325/69.629, 2.69314  Z-:/10.209/71.166, 2.93177  Z0:/23.403/75.777, 3.94534

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6027 [LOC115A     115.00] 3PH    2161.77   10853.0   -73.45
                            LG     2392.59   12011.9   -80.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.120/61.858, 1.86950  Z-:/6.001/64.850, 2.12989  Z0:/4.670/82.988, 8.13054

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6032 [MAR115A     115.00] 3PH    1778.95    8931.1   -75.33
                            LG     1806.60    9069.9   -81.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.426/63.458, 2.00201  Z-:/7.318/65.937, 2.23942  Z0:/7.379/80.263, 5.82787

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6036 [SMA115      115.00] 3PH    2155.89   10823.5   -73.79
                            LG     2279.80   11445.6   -80.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.170/63.216, 1.98101  Z-:/6.046/66.223, 2.26974  Z0:/5.446/81.075, 6.36742

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6040 [SFR115      115.00] 3PH    1951.01    9794.9   -74.68
                            LG     1919.10    9634.7   -82.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.769/62.658, 1.93399  Z-:/6.657/65.366, 2.18082  Z0:/7.449/81.648, 6.81155

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6047 [CLA115      115.00] 3PH     851.39    4274.4   -82.54
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.422/71.131, 2.92590  Z-:/15.319/72.164, 3.10784  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6055 [MOS115B     115.00] 3PH    1948.86    9784.1   -75.41
                            LG     1704.90    8559.3   -83.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.825/64.553, 2.10154  Z-:/6.711/67.297, 2.39024  Z0:/10.062/80.576, 6.02510

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6057 [TOC115      115.00] 3PH    1537.65    7719.7   -79.67
                            LG     1056.39    5303.5   -86.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.649/69.556, 2.68260  Z-:/8.545/71.692, 3.02226  Z0:/20.710/80.298, 5.84909

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    2277.01   11431.6   -81.59
                            LG     2545.27   12778.3   -85.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.855/73.327, 3.33888  Z-:/5.672/75.541, 3.87803  Z0:/4.254/86.191, 15.01989

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    2282.53   11459.3   -81.64
                            LG     2570.69   12906.0   -85.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.841/73.411, 3.35684  Z-:/5.659/75.622, 3.90089  Z0:/4.130/86.603, 16.84493

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6066 [FFIELD      115.00] 3PH    1689.78    8483.4   -81.94
                            LG     1330.82    6681.3   -84.25
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.882/73.002, 3.27119  Z-:/7.693/74.685, 3.65173  Z0:/14.460/76.898, 4.29641

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6074 [LMDIST      115.00] 3PH    2277.30   11433.0   -81.68
                            LG     2556.15   12833.0   -85.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.854/73.432, 3.36124  Z-:/5.671/75.647, 3.90795  Z0:/4.190/86.473, 16.22601

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1551.97    7791.6   -53.67
                            LG      699.56    3512.1   -45.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.722/85.293, 12.14377  Z-:/8.447/86.262, 15.30508  Z0:/41.138/73.929, 3.47106

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1296.75    6510.3   -52.49
                            LG      577.45    2899.0   -45.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.465/84.604, 10.58736  Z-:/10.212/85.281, 12.11454  Z0:/50.090/74.013, 3.49049

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1452.48    7292.1   -53.17
                            LG      651.41    3270.3   -45.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.319/84.995, 11.41965  Z-:/9.053/85.844, 13.76184  Z0:/44.228/73.959, 3.47791

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1464.02    7350.0   -82.32
                            LG     1475.61    7408.2   -85.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.109/74.365, 3.57323  Z-:/8.980/75.718, 3.92817  Z0:/9.087/83.352, 8.57974

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    2103.30   10559.5   -81.07
                            LG     1774.17    8907.1   -83.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.339/72.414, 3.15515  Z-:/6.179/74.597, 3.62977  Z0:/10.036/76.545, 4.17965

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6174 [PM115-1A    115.00] 3PH    1260.97    6330.6   -83.73
                            LG      971.82    4879.0   -84.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.579/74.275, 3.55175  Z-:/10.466/75.810, 3.95484  Z0:/20.137/74.506, 3.60743

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6175 [PM115-2A    115.00] 3PH    1260.97    6330.6   -83.73
                            LG      971.82    4879.0   -84.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.579/74.275, 3.55175  Z-:/10.466/75.810, 3.95484  Z0:/20.137/74.506, 3.60743

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6210 [TIN115      115.00] 3PH    1836.11    9218.1   -76.13
                            LG     1692.17    8495.5   -84.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.239/65.284, 2.17257  Z-:/7.129/67.876, 2.45973  Z0:/9.477/84.410, 10.21748

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6211 [PM115-9     115.00] 3PH    1757.41    8823.0   -76.69
                            LG        0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.566/65.842, 2.22948  Z-:/7.459/68.330, 2.51672  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6230 [CBA115      115.00] 3PH    2081.19   10448.5   -73.86
                            LG    2157.39   10831.1   -81.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.351/62.048, 1.88457  Z-:/6.235/64.932, 2.13788  Z0:/5.995/81.323, 6.55269

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA 115     115.00] 3PH     764.43    3837.8   -58.10
                            LG     890.20    4469.2   -58.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.628/87.199, 20.43813  Z-:/17.625/87.231, 20.67296  Z0:/10.160/87.106, 19.78032

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6270 [CAT 115     115.00] 3PH    2275.61   11424.6   -81.49
                            LG    2537.00   12736.9   -85.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.860/73.261, 3.32490  Z-:/5.677/75.457, 3.85476  Z0:/4.288/85.001, 11.43153

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6280 [GIR 115     115.00] 3PH    1357.96    6817.6   -82.80
                            LG    1433.24    7195.5   -86.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.822/75.046, 3.74411  Z-:/9.698/76.266, 4.09171  Z0:/8.485/85.412, 12.46122

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII 11    115.00] 3PH    2189.89   10994.2   -81.70
                            LG    2499.95   12550.8   -86.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.088/73.394, 3.35311  Z-:/5.909/75.541, 3.87804  Z0:/4.117/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6331 [BAI115      115.00] 3PH     678.03    3404.0   -55.90
                            LG       1.09       5.5   122.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.661/88.295, 33.59576  Z-:/19.617/88.395, 35.69034  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6332 [BAM115      115.00] 3PH     493.96    2479.9   -50.99
                            LG       1.09       5.5   125.28
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.098/86.275, 15.36164  Z-:/27.061/86.328, 15.58070  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    1806.08    9067.3   -76.07
                            LG    1727.29    8671.8   -81.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.347/64.873, 2.13212  Z-:/7.238/67.400, 2.40233  Z0:/8.592/78.534, 4.93019

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6550 [CHAZ115     115.00] 3PH    1127.24    5659.2   -59.24
                            LG    1499.29    7527.1   -60.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.899/86.576, 16.71138  Z-:/11.374/87.518, 23.06930  Z0:/3.571/90.000, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6580 [LBO115      115.00] 3PH    1573.43    7899.3   -78.33
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.423/67.160, 2.37429  Z-:/8.321/69.350, 2.65335  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6123 [MIR115      115.00] 3PH    1511.89    7590.4   -79.08
                            LG    1427.31    7165.7   -83.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.917/69.474, 2.67095  Z-:/8.830/71.238, 2.94381  Z0:/10.669/79.070, 5.17832
```

Cortocircuito Año 2014

```
                          PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          THU, MAY 12 2011  11:25
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6000 [FRONTER     230.00] 3PH    2941.08    7382.7   -49.98
                            LG     3025.68    7595.1   -49.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.286/82.260, 7.35756  Z-:/18.094/82.637, 7.73836  Z0:/16.951/80.348, 5.88006

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    2429.73    6099.2   -70.42
                            LG     2733.26    6861.1   -77.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.867/62.553, 1.92534  Z-:/21.078/66.619, 2.31294  Z0:/15.985/82.776, 7.88935

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    2420.98    6077.2   -71.20
                            LG     2784.87    6990.6   -76.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.159/64.185, 2.06724  Z-:/21.362/67.943, 2.46806  Z0:/14.688/81.420, 6.62768

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2095.40    5259.9   -70.66
                            LG     2257.63    5667.2   -77.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.048/65.649, 2.20955  Z-:/24.196/70.708, 2.85690  Z0:/21.033/82.865, 7.98828

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    2812.82    7060.8   -63.69
                            LG     2516.33    6316.5   -67.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.995/73.817, 3.44574  Z-:/18.674/76.143, 4.05371  Z0:/26.135/81.405, 6.61591
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    3992.60   10022.3   -51.13
                            LG     3212.31    8063.6   -48.60
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.321/81.964, 7.08303  Z-:/13.085/82.973, 8.11215  Z0:/23.345/76.013, 4.01462

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3161.31    7935.6   -49.69
                            LG     3505.84    8800.4   -49.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.988/82.958, 8.09530  Z-:/16.745/83.455, 8.71624  Z0:/12.225/82.109, 7.21531

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    4121.29   10345.3   -51.34
                            LG     4388.28   11015.5   -50.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.927/83.258, 8.45872  Z-:/12.788/83.907, 9.36775  Z0:/10.730/79.102, 5.19380

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1731.15    4345.6   -77.52
                            LG     2054.95    5158.4   -81.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/31.437/72.753, 3.22117  Z-:/30.081/75.193, 3.78298  Z0:/18.323/87.189, 20.36742

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6103 [COP23O      230.00] 3PH    2080.35    5222.1   -73.65
                            LG     2266.72    5690.0   -78.98
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.855/66.988, 2.35443  Z-:/25.031/70.184, 2.77522  Z0:/20.700/81.576, 6.75267

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6105 [PAM230      230.00] 3PH    2079.46    5219.9   -70.80
                            LG     2235.53    5611.7   -77.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.240/65.794, 2.22445  Z-:/24.393/70.818, 2.87444  Z0:/21.331/82.864, 7.98785

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    1977.61    4964.2   -75.13
                            LG     2090.38    5247.3   -80.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.337/68.928, 2.59534  Z-:/26.502/71.795, 3.04066  Z0:/24.089/81.676, 6.83434

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6178 [EST230      230.00] 3PH    3643.92    9147.0   -52.14
                            LG     3534.72    8872.9   -51.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.549/83.230, 8.42320  Z-:/14.438/83.788, 9.18714  Z0:/16.016/81.499, 6.69034

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    3882.09    9744.9   -52.21
                            LG     3715.26    9326.1   -51.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.659/83.178, 8.35892  Z-:/13.546/83.777, 9.17134  Z0:/15.628/80.117, 5.73985

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    3524.82    8848.1   -56.58
                            LG     1882.71    4726.0   -41.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.050/79.330, 5.30733  Z-:/14.879/80.542, 6.00295  Z0:/56.239/56.445, 1.50766

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [LGU 230     230.00] 3PH    1579.42    3964.7   -69.35
                            LG     1505.73    3779.7   -73.49
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/33.317/72.758, 3.22207  Z-:/32.912/74.964, 3.72279  Z0:/38.878/82.067, 7.17642

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA 230     230.00] 3PH    2319.83    5823.3   -48.63
                            LG     2025.67    5084.9   -46.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.164/82.441, 7.53545  Z-:/23.073/82.561, 7.65861  Z0:/33.451/76.548, 4.18067

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2345.39    5887.4   -47.55
                            LG     2501.47    6279.2   -43.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.928/83.365, 8.59721  Z-:/22.854/83.486, 8.75756  Z0:/19.029/70.951, 2.89614

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6330 [BAI230      230.00] 3PH    2550.78    6403.0   -48.85
                            LG     2875.01    7216.9   -49.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.036/83.003, 8.14758  Z-:/20.815/83.353, 8.58096  Z0:/14.148/85.305, 12.17669

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN 230     230.00] 3PH    2037.39    5114.3   -49.96
                            LG     1855.02    4656.5   -43.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.173/81.653, 6.81587  Z-:/26.074/81.879, 7.00809  Z0:/34.743/66.365, 2.28507

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6360 [GLA230      230.00] 3PH    3539.83    8885.7   -46.11
                            LG     3184.50    7993.8   -46.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.047/77.386, 4.46843  Z-:/14.918/77.823, 4.63409  Z0:/20.218/79.106, 5.19564

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6363 [ZAM230      230.00] 3PH    3066.88    7698.5   -39.20
                            LG     2633.13    6609.7   -42.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.450/70.806, 2.87256  Z-:/17.308/71.082, 2.91780  Z0:/26.340/78.301, 4.82905

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6366 [EVA230      230.00] 3PH    2656.19    6667.6   -33.12
                            LG     2251.31    5651.3   -38.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.202/64.892, 2.13400  Z-:/20.052/65.075, 2.15181  Z0:/31.698/77.854, 4.64630

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII 230  230.00] 3PH    3177.16    7975.4   -49.63
                            LG     2509.93    6300.5   -47.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.824/82.398, 7.49256  Z-:/16.628/82.914, 8.04442  Z0:/30.523/76.729, 4.23981

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    2062.19    5176.6   -48.92
                            LG     1528.26    3836.3   -45.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.078/81.956, 7.07604  Z-:/25.968/82.052, 7.16213  Z0:/53.698/75.342, 3.82308

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6430 [ANTON230    230.00] 3PH    1270.76    3189.9   -76.34
                            LG     1638.10    4112.0   -77.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/42.301/79.900, 5.61375  Z-:/42.033/81.180, 6.44434  Z0:/14.122/82.218, 7.31725

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2450.46    6151.2   -52.86
                            LG    2699.46    6776.2   -52.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.118/82.240, 7.33782  Z-:/22.060/82.415, 7.50989  Z0:/16.074/79.146, 5.21546

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6590 [24DIC230    230.00] 3PH    2144.11    5382.2   -73.54
                            LG    2268.38    5694.1   -78.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.110/66.891, 2.34346  Z-:/24.309/70.114, 2.76454  Z0:/22.138/80.465, 5.95342

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6680 [BFRIO230    230.00] 3PH    2799.90    7028.4   -41.62
                            LG    2899.04    7277.2   -43.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.232/75.057, 3.74687  Z-:/18.972/75.367, 3.82999  Z0:/17.564/80.144, 5.75606

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6690 [DOM230      230.00] 3PH    2390.67    6001.1   -53.10
                            LG    2977.09    7473.1   -53.14
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.686/82.469, 7.56417  Z-:/22.627/82.646, 7.74854  Z0:/9.339/82.246, 7.34379

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6691 [ALTO230     230.00] 3PH    2174.66    5458.9   -46.78
                            LG    2786.97    6995.9   -48.24
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.979/76.149, 4.05559  Z-:/24.913/76.291, 4.09925  Z0:/8.682/85.640, 13.11513

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6695 [PANDO230    230.00] 3PH    1799.66    4517.5   -53.07
                            LG    2347.50    5892.7   -53.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/30.151/82.726, 7.83454  Z-:/30.094/82.852, 7.97429  Z0:/9.107/85.500, 12.70643
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6698 [MLIRIO230   230.00] 3PH    1961.76    4924.5   -53.09
                            LG     2634.01    6611.9   -53.57
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.655/82.647, 7.74901  Z-:/27.598/82.787, 7.90118  Z0:/6.551/86.589, 16.77732

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    2123.20    5329.7   -61.50
                            LG     1077.56    2704.9   -54.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.034/80.268, 5.83046  Z-:/24.858/81.260, 6.50499  Z0:/98.760/69.255, 2.64012

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6790 [SMA230      230.00] 3PH    2525.60    6339.8   -58.68
                            LG     2217.52    5566.5   -64.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.174/68.887, 2.58978  Z-:/20.774/70.837, 2.87757  Z0:/30.714/80.548, 6.00682

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6840 [BUR230      230.00] 3PH    2429.94    6099.7   -49.54
                            LG     3113.74    7816.2   -50.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.152/82.985, 8.12706  Z-:/21.916/83.349, 8.57642  Z0:/7.817/88.029, 29.05829
```

```
                           PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          THU, MAY 12 2011  11:27
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HUMEDA 2014
                        OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6002 [PAN115      115.00] 3PH    2277.51   11434.1   -71.26
                            LG     2658.87   13348.7   -78.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.966/60.871, 1.79449  Z-:/5.778/64.551, 2.10131  Z0:/3.786/83.814, 9.22664

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    1884.50    9461.0   -76.25
                            LG     1580.82    7936.4   -84.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.201/66.531, 2.30328  Z-:/7.030/69.569, 2.68449  Z0:/11.754/83.233, 8.42808

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    1327.21    6663.2   -78.44
                            LG     1082.68    5435.5   -88.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.762/70.891, 2.88634  Z-:/9.224/78.501, 4.91554  Z0:/17.229/88.738, 45.40258

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1447.52    7267.2   -70.33
                            LG      978.78    4913.9   -76.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.378/77.893, 4.66185  Z-:/9.209/79.505, 5.39793  Z0:/23.171/88.423, 36.32365

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2010.70   10094.6   -51.74
                            LG     1652.96    8298.6   -52.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.664/84.948, 11.31232  Z-:/6.280/87.113, 19.82636  Z0:/11.378/86.065, 14.53632

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1153.20    5789.6   -53.85
                            LG     1262.18    6336.7   -54.73
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.587/86.875, 18.31612  Z-:/11.080/87.795, 25.97289  Z0:/9.096/88.820, 48.55304

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2254.81   11320.2   -71.50
                            LG     2626.34   13185.4   -78.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.024/61.041, 1.80713  Z-:/5.839/64.666, 2.11225  Z0:/3.833/82.694, 7.79936

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6019 [CVI115A     115.00] 3PH    1668.95    8378.9   -76.13
                            LG     1519.56    7628.9   -83.81
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.103/65.082, 2.15256  Z-:/7.943/67.797, 2.45006  Z0:/10.901/82.115, 7.22032

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1209.72    6073.3   -79.74
                            LG      888.47    4460.5   -84.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.100/68.077, 2.48468  Z-:/10.921/69.990, 2.74595  Z0:/23.401/75.773, 3.94409

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6027 [LOC115A     115.00] 3PH    2065.49   10369.6   -71.96
                            LG     2337.87   11737.1   -79.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.542/60.387, 1.75937  Z-:/6.367/63.727, 2.02577  Z0:/4.663/82.936, 8.07005

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6032 [MAR115A     115.00] 3PH    1720.67    8638.5   -73.99
                            LG     1784.47    8958.8   -80.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.838/62.138, 1.89172  Z-:/7.677/64.950, 2.13958  Z0:/7.375/80.238, 5.81242

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6036 [SMA115      115.00] 3PH    2060.60   10345.1   -72.33
                            LG     2230.87   11199.9   -79.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.587/61.763, 1.86209  Z-:/6.407/65.112, 2.15550  Z0:/5.445/81.048, 6.34802

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6040 [SFR115      115.00] 3PH    1878.45    9430.6   -73.24
                            LG     1896.43    9520.9   -81.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.179/61.261, 1.82357  Z-:/7.014/64.314, 2.07917  Z0:/7.406/81.541, 6.72403

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6047 [CLA115      115.00] 3PH     825.56    4144.7   -82.23
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.186/70.017, 2.74994  Z-:/16.026/71.340, 2.96120  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6055 [MOS115B     115.00] 3PH    1876.57    9421.2   -73.96
                            LG     1687.16    8470.3   -82.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.226/63.102, 1.97130  Z-:/7.059/66.187, 2.26589  Z0:/10.061/80.565, 6.01759

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6057 [TOC115      115.00] 3PH    1503.44    7547.9   -78.37
                            LG     1179.28    5920.5   -85.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.009/68.309, 2.51407  Z-:/8.853/70.760, 2.86517  Z0:/16.808/82.141, 7.24435

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    1850.19    9288.7   -80.24
                            LG    2195.54   11022.6   -85.03
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.289/69.795, 2.71724  Z-:/7.002/72.551, 3.18147  Z0:/4.253/86.183, 14.99015

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    1853.12    9303.5   -80.29
                            LG    2213.61   11113.3   -85.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.278/69.865, 2.72746  Z-:/6.991/72.618, 3.19452  Z0:/4.129/86.595, 16.80829

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6066 [FFIELD      115.00] 3PH    1460.18    7330.8   -81.23
                            LG    1237.53    6212.9   -84.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.176/70.140, 2.76851  Z-:/8.889/72.364, 3.14561  Z0:/14.459/76.895, 4.29540

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6074 [LMDIST      115.00] 3PH    1850.12    9288.4   -80.32
                            LG    2203.38   11061.9   -85.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.289/69.883, 2.73014  Z-:/7.002/72.640, 3.19892  Z0:/4.189/86.466, 16.19182

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1580.10    7932.8   -48.05
                            LG     697.96    3504.0   -39.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.498/85.491, 12.68069  Z-:/8.271/86.282, 15.38886  Z0:/41.211/73.771, 3.43557

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1311.52    6584.4   -46.77
                            LG     575.10    2887.2   -39.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.262/84.716, 10.81153  Z-:/10.054/85.262, 12.06544  Z0:/50.163/73.884, 3.46096
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1474.91    7404.7   -47.50
                            LG     649.45    3260.5   -39.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.103/85.156, 11.79976  Z-:/8.884/85.845, 13.76670  Z0:/44.301/73.812, 3.44474

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1201.58    6032.4   -81.40
                            LG    1298.46    6518.8   -85.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.241/70.813, 2.87372  Z-:/11.015/72.664, 3.20359  Z0:/9.087/83.350, 8.57753

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1795.89    9016.1   -79.87
                            LG    1635.09    8208.9   -83.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.523/69.492, 2.67341  Z-:/7.273/72.195, 3.11363  Z0:/10.027/76.533, 4.17590

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6174 [PM115-1A    115.00] 3PH    1191.76    5983.2   -82.83
                            LG     952.21    4780.5   -84.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.369/72.413, 3.15495  Z-:/11.194/74.339, 3.56693  Z0:/20.131/74.499, 3.60566

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6175 [PM115-2A    115.00] 3PH    1191.76    5983.2   -82.83
                            LG     952.21    4780.5   -84.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.369/72.413, 3.15495  Z-:/11.194/74.339, 3.56693  Z0:/20.131/74.499, 3.60566

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6210 [TIN115      115.00] 3PH    1775.27    8912.6   -74.68
                            LG     1676.07    8414.6   -83.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.629/63.777, 2.03020  Z-:/7.466/66.704, 2.32238  Z0:/9.477/84.406, 10.21012

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6211 [PM115-9     115.00] 3PH    1702.96    8549.6   -75.29
                            LG        0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.958/64.405, 2.08761  Z-:/7.799/67.223, 2.38162  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6230 [CBA115      115.00] 3PH    1994.34   10012.5   -72.39
                            LG     2118.96   10638.1   -79.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.769/60.606, 1.77513  Z-:/6.597/63.837, 2.03561  Z0:/5.979/81.255, 6.50107

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA 115     115.00] 3PH     730.43    3667.1   -52.96
                            LG      857.27    4303.9   -52.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.255/87.178, 20.28485  Z-:/18.239/87.211, 20.52672  Z0:/10.168/87.109, 19.80171

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6270 [CAT 115     115.00] 3PH    1845.46    9265.0   -80.10
                            LG     2185.50   10972.2   -84.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.308/69.666, 2.69838  Z-:/7.020/72.404, 3.15314  Z0:/4.287/84.993, 11.41324

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6280 [GIR 115     115.00] 3PH    1104.75    5546.3   -81.96
```

```
                             LG    1245.08    6250.8   -86.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.227/71.375, 2.96723  Z-:/12.003/73.085, 3.28828  Z0:/8.485/85.411, 12.45769

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII 11    115.00] 3PH    1800.55    9039.5   -80.42
                             LG    2170.49   10896.8   -85.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.491/69.984, 2.74515  Z-:/7.210/72.674, 3.20560  Z0:/4.117/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6331 [BAI115      115.00] 3PH     679.11    3409.4   -50.22
                             LG       1.08       5.4   128.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.507/88.393, 35.64506  Z-:/19.467/88.476, 37.58407  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6332 [BAM115      115.00] 3PH     492.70    2473.6   -45.20
                             LG       1.09       5.5   131.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.973/86.312, 15.51484  Z-:/26.939/86.355, 15.69678  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    1745.21    8761.7   -74.69
                             LG    1707.75    8573.7   -80.98
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.758/63.505, 2.00609  Z-:/7.596/66.367, 2.28537  Z0:/8.589/78.514, 4.92111

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6550 [CHAZ115     115.00] 3PH    1143.17    5739.2   -53.76
                             LG    1516.35    7612.7   -54.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.689/86.789, 17.82227  Z-:/11.182/87.696, 24.85905  Z0:/3.571/90.000, 9999.999
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6580 [LBO115      115.00] 3PH    1535.66    7709.7   -77.03
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.803/65.939, 2.23958  Z-:/8.649/68.448, 2.53193  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6123 [MIR115      115.00] 3PH    1478.88    7424.6   -78.04
                            LG    1419.54    7126.7   -82.60
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.277/68.390, 2.52441  Z-:/9.147/70.437, 2.81406  Z0:/10.669/79.062, 5.17449
```

Cortocircuito Año 2015

```
                          PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          FRI, MAY 13 2011  11:06
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6000 [FRONTER     230.00] 3PH    3066.59    7697.8   -45.34
                            LG     3112.48    7813.0   -44.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.549/82.435, 7.52956  Z-:/17.386/82.785, 7.89899  Z0:/16.944/80.360, 5.88722

--------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    2447.37    6143.4   -69.84
                            LG     2748.63    6899.7   -76.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.406/61.188, 1.81810  Z-:/20.768/65.375, 2.18166  Z0:/15.647/82.074, 7.18294

--------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    2426.99    6092.3   -70.75
                            LG     2798.37    7024.5   -76.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.826/62.952, 1.95852  Z-:/21.171/66.803, 2.33355  Z0:/14.157/79.368, 5.32674

--------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2119.60    5320.7   -69.84
                            LG     2252.92    5655.3   -77.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.384/64.662, 2.11188  Z-:/23.741/69.925, 2.73636  Z0:/21.289/82.796, 7.91114

--------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    2881.60    7233.4   -61.50
                            LG     2358.29    5919.8   -63.76
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.541/73.897, 3.46391  Z-:/18.320/76.149, 4.05580  Z0:/31.130/77.520, 4.51802

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4101.41   10295.4   -47.19
                            LG     3272.24    8214.0   -44.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.951/82.087, 7.19461  Z-:/12.771/83.042, 8.19415  Z0:/23.044/76.513, 4.16961

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3310.06    8309.0   -45.15
                            LG     3626.47    9103.2   -45.03
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.262/83.163, 8.34092  Z-:/16.052/83.634, 8.96350  Z0:/12.218/82.126, 7.23109

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    4215.87   10582.8   -47.37
                            LG     4464.00   11205.6   -46.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.646/83.363, 8.59405  Z-:/12.542/83.968, 9.46396  Z0:/10.664/79.301, 5.29278

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1733.05    4350.3   -77.44
                            LG     2050.92    5148.2   -81.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/31.142/72.132, 3.10202  Z-:/29.914/74.608, 3.63257  Z0:/18.309/87.101, 19.74954

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6103 [COP23O      230.00] 3PH    2083.00    5228.8   -73.42
                            LG     2266.67    5689.8   -78.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.514/66.001, 2.24617  Z-:/24.834/69.266, 2.64161  Z0:/20.385/80.611, 6.04746

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6105 [PAM230      230.00] 3PH    2103.14    5279.3   -69.99
                            LG     2230.77    5599.7   -77.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.574/64.818, 2.12683  Z-:/23.937/70.043, 2.75388  Z0:/21.582/82.802, 7.91757

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    1978.95    4967.6   -74.99
                            LG     2087.07    5239.0   -79.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.007/68.065, 2.48319  Z-:/26.311/70.986, 2.90198  Z0:/23.857/81.036, 6.33966

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6178 [EST230      230.00] 3PH    3728.64    9359.7   -48.42
                            LG     3600.07    9037.0   -48.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.251/83.365, 8.59662  Z-:/14.170/83.878, 9.32363  Z0:/15.864/81.911, 7.03592

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    3977.99    9985.6   -48.48
                            LG     3789.16    9511.6   -47.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.359/83.323, 8.54260  Z-:/13.277/83.875, 9.31887  Z0:/15.451/80.632, 6.06126

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    3682.74    9244.5   -53.40
                            LG     2044.52    5132.2   -41.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.344/79.678, 5.49066  Z-:/14.227/80.815, 6.18430  Z0:/50.036/60.330, 1.75534

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6240 [LGU 230     230.00] 3PH    2122.37    5327.6   -65.97
                            LG    1772.26    4448.8   -70.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.600/70.886, 2.88555  Z-:/24.304/73.800, 3.44198  Z0:/39.615/78.454, 4.89518

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA 230     230.00] 3PH    2363.77    5933.6   -44.41
                            LG    2051.12    5148.8   -41.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.808/82.534, 7.63066  Z-:/22.732/82.643, 7.74517  Z0:/33.421/76.537, 4.17724

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2381.00    5976.8   -43.36
                            LG    2531.80    6355.4   -39.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.685/83.408, 8.65284  Z-:/22.625/83.518, 8.80108  Z0:/19.013/70.907, 2.88895

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6330 [BAI230      230.00] 3PH    2642.01    6632.0   -44.23
                            LG    2952.72    7412.0   -44.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.381/83.119, 8.28700  Z-:/20.189/83.447, 8.70485  Z0:/14.145/85.309, 12.18592

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN 230     230.00] 3PH    2064.80    5183.1   -45.99
                            LG    1874.78    4706.1   -39.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.887/81.696, 6.85139  Z-:/25.812/81.902, 7.02773  Z0:/34.576/66.438, 2.29301

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6360 [GLA230      230.00] 3PH    3619.05    9084.6   -42.23
                            LG    3240.56    8134.5   -43.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.760/77.312, 4.44186  Z-:/14.661/77.725, 4.59612  Z0:/20.038/79.493, 5.39204
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6363 [ZAM230      230.00] 3PH    3124.82    7844.0   -35.22
                            LG     2672.68    6709.0   -38.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.184/70.574, 2.83554  Z-:/17.072/70.846, 2.87898  Z0:/26.158/78.592, 4.95592

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6366 [EVA230      230.00] 3PH    2699.18    6775.5   -29.10
                            LG     2281.27    5726.5   -35.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.950/64.601, 2.10609  Z-:/19.830/64.789, 2.12402  Z0:/31.515/78.093, 4.74256

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII 230  230.00] 3PH    3265.52    8197.2   -45.31
                            LG     2548.99    6398.5   -42.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.374/82.486, 7.58160  Z-:/16.216/82.967, 8.10599  Z0:/30.423/76.851, 4.28056

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    2093.44    5255.0   -44.66
                            LG     1542.05    3870.9   -41.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.759/82.022, 7.13515  Z-:/25.664/82.108, 7.21432  Z0:/53.668/75.334, 3.82109

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6430 [ANTON230    230.00] 3PH    1822.25    4574.3   -72.67
                            LG     2240.36    5623.8   -73.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/29.282/76.011, 4.01418  Z-:/29.052/77.974, 4.69423  Z0:/13.129/78.236, 4.80167

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2622.68    6583.5   -48.09
                            LG     2829.60    7102.9   -47.15
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.496/82.692, 7.79707  Z-:/20.458/82.840, 7.96084  Z0:/16.062/79.179, 5.23179

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6590 [24DIC230    230.00] 3PH    2147.16    5389.8   -73.29
                            LG     2269.41    5696.7   -78.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.773/65.877, 2.23315  Z-:/24.113/69.169, 2.62818  Z0:/21.778/79.454, 5.37152

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6680 [BFRIO230    230.00] 3PH    2915.06    7317.4   -36.70
                            LG     2981.24    7483.6   -38.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.516/74.875, 3.69973  Z-:/18.289/75.168, 3.77620  Z0:/17.557/80.155, 5.76265

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6690 [DOM230      230.00] 3PH    2576.01    6466.4   -48.34
                            LG     3160.51    7933.6   -48.28
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.862/82.979, 8.12012  Z-:/20.823/83.129, 8.29903  Z0:/9.327/82.307, 7.40287

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6691 [ALTO230     230.00] 3PH    2344.22    5884.5   -41.98
                            LG     2965.15    7443.2   -43.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.977/76.733, 4.24126  Z-:/22.932/76.853, 4.28139  Z0:/8.675/85.670, 13.20812

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6695 [PANDO230    230.00] 3PH    1891.30    4747.6   -48.14
```

```
                              LG    2446.83    6142.1   -48.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/28.419/83.072, 8.23018  Z-:/28.382/83.176, 8.35677  Z0:/9.106/85.502, 12.71262

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6698 [MLIRIO230   230.00] 3PH    2107.86    5291.2   -48.23
                              LG    2804.20    7039.2   -48.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.497/83.155, 8.33039  Z-:/25.460/83.271, 8.47538  Z0:/6.550/86.594, 16.80437

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    2164.28    5432.8   -58.66
                              LG    1061.53    2664.7   -51.60
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.470/80.474, 5.95899  Z-:/24.355/81.400, 6.61231  Z0:/101.468/69.815, 2.72007

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6790 [SMA230      230.00] 3PH    2580.12    6476.7   -56.34
                              LG    2091.43    5249.9   -60.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.727/68.822, 2.58111  Z-:/20.427/70.729, 2.86025  Z0:/35.726/77.282, 4.43084

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6840 [BUR230      230.00] 3PH    2555.68    6415.3   -44.96
                              LG    3249.56    8157.1   -45.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.130/83.242, 8.43847  Z-:/20.930/83.581, 8.88890  Z0:/7.816/88.031, 29.08999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    2934.85    7367.1   -53.99
                              LG    1729.71    4342.0   -44.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.013/79.240, 5.26218  Z-:/17.893/80.208, 5.79407  Z0:/56.643/63.677, 2.02127
```

```
                          PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          FRI, MAY 13 2011  11:07
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6002 [PAN115      115.00] 3PH    2271.09   11401.8   -70.72
                            LG     2651.17   13310.0   -78.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.974/59.344, 1.68714  Z-:/5.820/63.125, 1.97328  Z0:/3.786/83.769, 9.15958

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    1879.59    9436.4   -76.01
                            LG     1578.33    7923.9   -84.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.213/65.325, 2.17669  Z-:/7.076/68.433, 2.52999  Z0:/11.745/83.171, 8.34991

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    1333.55    6695.0   -78.02
                            LG     1073.54    5389.6   -89.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.548/70.035, 2.75269  Z-:/9.110/78.125, 4.75576  Z0:/17.266/88.713, 44.52408

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1465.63    7358.1   -68.13
                            LG      965.01    4844.8   -73.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.256/77.757, 4.60858  Z-:/9.113/79.323, 5.30378  Z0:/23.931/87.370, 21.76702

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2037.84   10230.9   -47.80
                            LG     1658.42    8326.0   -48.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.541/84.961, 11.34152  Z-:/6.234/87.173, 20.25024  Z0:/11.342/86.240, 15.21673
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1174.84    5898.2   -49.24
                            LG     1280.09    6426.6   -50.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.420/86.984, 18.97908  Z-:/10.930/87.914, 27.44821  Z0:/9.095/88.823, 48.68116

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2248.95   11290.7   -70.98
                            LG     2618.94   13148.2   -77.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.032/59.528, 1.69955  Z-:/5.879/63.252, 1.98415  Z0:/3.833/82.650, 7.75261

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6019 [CVI115A     115.00] 3PH    1667.28    8370.5   -75.99
                            LG     1517.76    7619.8   -84.15
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.098/63.910, 2.04215  Z-:/7.973/66.688, 2.32064  Z0:/10.898/82.087, 7.19416

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1209.35    6071.5   -80.04
                            LG      888.16    4458.9   -84.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.106/67.275, 2.38769  Z-:/10.962/69.240, 2.63802  Z0:/23.402/75.770, 3.94319

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6027 [LOC115A     115.00] 3PH    2062.78   10356.0   -71.51
                            LG     2334.19   11718.7   -79.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.538/58.859, 1.65502  Z-:/6.397/62.289, 1.90379  Z0:/4.663/82.909, 8.03870

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6032 [MAR115A     115.00] 3PH    1719.23    8631.3   -73.76
                            LG     1782.44    8948.6   -80.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.833/60.808, 1.78987  Z-:/7.709/63.692, 2.02264  Z0:/7.375/80.224, 5.80406

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6036 [SMA115      115.00] 3PH    2056.02   10322.1   -71.92
                            LG     2225.75   11174.3   -79.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.593/60.362, 1.75763  Z-:/6.448/63.804, 2.03261  Z0:/5.446/81.020, 6.32805

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6040 [SFR115      115.00] 3PH    1877.69    9426.8   -72.90
                            LG     1894.87    9513.1   -81.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.166/59.829, 1.72016  Z-:/7.036/62.960, 1.95926  Z0:/7.406/81.524, 6.71015

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6047 [CLA115      115.00] 3PH     825.92    4146.5   -82.78
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.182/69.462, 2.66924  Z-:/16.059/70.818, 2.87453  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6055 [MOS115B     115.00] 3PH    1874.70    9411.8   -73.66
                            LG     1685.11    8460.0   -82.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.221/61.793, 1.86443  Z-:/7.090/64.958, 2.14037  Z0:/10.062/80.553, 6.01001

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6057 [TOC115      115.00] 3PH    1501.40    7537.7   -78.36
                            LG     1177.77    5912.9   -86.17
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.010/67.311, 2.39191  Z-:/8.890/69.816, 2.72027  Z0:/16.805/82.111, 7.21653

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    1849.66    9286.1   -80.41
                            LG     2193.37   11011.7   -85.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.288/68.800, 2.57818  Z-:/7.028/71.643, 3.01366  Z0:/4.253/86.182, 14.98487

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    1852.65    9301.1   -80.46
                            LG     2211.47   11102.5   -85.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.277/68.873, 2.58799  Z-:/7.017/71.714, 3.02612  Z0:/4.129/86.594, 16.80178

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6066 [FFIELD      115.00] 3PH    1457.44    7317.0   -81.57
                            LG     1236.20    6206.3   -85.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.204/69.267, 2.64176  Z-:/8.945/71.564, 2.99974  Z0:/14.459/76.894, 4.29527

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6074 [LMDIST      115.00] 3PH    1849.69    9286.2   -80.49
                            LG     2201.28   11051.4   -85.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.288/68.890, 2.59021  Z-:/7.028/71.734, 3.02982  Z0:/4.189/86.465, 16.18573

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1593.11    7998.1   -44.09
                            LG      699.66    3512.6   -35.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.429/85.458, 12.58864  Z-:/8.245/86.288, 15.41465  Z0:/41.168/73.808, 3.44376

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1320.99    6632.0   -42.82
                            LG     576.80    2895.8   -35.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.200/84.679, 10.73730  Z-:/10.030/85.262, 12.06391  Z0:/50.120/73.914, 3.46779

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1486.42    7462.5   -43.55
                            LG     651.16    3269.1   -35.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.038/85.121, 11.71404  Z-:/8.858/85.848, 13.77670  Z0:/44.258/73.846, 3.45240

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1201.81    6033.6   -81.83
                            LG    1297.68    6514.9   -86.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.231/70.133, 2.76748  Z-:/11.037/72.040, 3.08501  Z0:/9.087/83.350, 8.57671

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1795.62    9014.8   -79.99
                            LG    1633.40    8200.4   -84.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.521/68.492, 2.53757  Z-:/7.300/71.275, 2.95012  Z0:/10.027/76.530, 4.17507

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6174 [PM115-1A    115.00] 3PH    1192.39    5986.3   -83.18
                            LG     951.34    4776.1   -85.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.353/71.699, 3.02362  Z-:/11.212/73.671, 3.41324  Z0:/20.131/74.496, 3.60479

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6175 [PM115-2A    115.00] 3PH    1192.39    5986.3   -83.18
                            LG     951.34    4776.1   -85.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.353/71.699, 3.02362  Z-:/11.212/73.671, 3.41324  Z0:/20.131/74.496, 3.60479

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6210 [TIN115      115.00] 3PH    1773.97    8906.1   -74.46
                            LG     1674.62    8407.3   -83.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.622/62.541, 1.92434  Z-:/7.495/65.542, 2.19861  Z0:/9.477/84.402, 10.20302

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6211 [PM115-9     115.00] 3PH    1702.01    8544.9   -75.12
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.949/63.220, 1.98136  Z-:/7.827/66.109, 2.25757  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6230 [CBA115      115.00] 3PH    1992.51   10003.3   -71.97
                            LG     2116.37   10625.1   -79.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.761/59.106, 1.67130  Z-:/6.624/62.423, 1.91470  Z0:/5.979/81.234, 6.48508

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA 115     115.00] 3PH     765.26    3841.9   -48.09
                            LG     889.19    4464.1   -48.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.450/87.284, 21.07616  Z-:/17.438/87.312, 21.30153  Z0:/10.166/87.109, 19.80034

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6270 [CAT 115     115.00] 3PH    1844.87    9262.1   -80.27
                            LG     2183.18   10960.5   -85.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.307/68.676, 2.56165  Z-:/7.046/71.501, 2.98892  Z0:/4.287/84.991, 11.41042
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6280 [GIR 115     115.00] 3PH    1105.01    5547.6   -82.44
                            LG     1244.42    6247.5   -86.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.215/70.751, 2.86369  Z-:/12.025/72.511, 3.17375  Z0:/8.485/85.410, 12.45642

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII 11    115.00] 3PH    1800.19    9037.7   -80.61
                            LG     2168.78   10888.2   -86.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.490/69.012, 2.60678  Z-:/7.236/71.787, 3.03920  Z0:/4.117/90.000, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6331 [BAI115      115.00] 3PH     687.06    3449.4   -45.58
                            LG       1.09       5.5   132.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.384/88.453, 37.01682  Z-:/19.350/88.528, 38.90276  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6332 [BAM115      115.00] 3PH     497.72    2498.8   -40.56
                            LG       1.09       5.5   135.76
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.873/86.330, 15.59207  Z-:/26.845/86.369, 15.75836  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    1743.78    8754.6   -74.48
                            LG     1705.47    8562.2   -81.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.753/62.243, 1.90016  Z-:/7.628/65.180, 2.16219  Z0:/8.590/78.499, 4.91453

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6550 [CHAZ115     115.00] 3PH    1164.48    5846.2   -49.15
                            LG     1540.97    7736.3   -49.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.521/86.895, 18.43623  Z-:/11.031/87.812, 26.17827  Z0:/3.571/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6580 [LBO115      115.00] 3PH    1534.60    7704.3   -76.99
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.794/64.853, 2.13027  Z-:/8.676/67.420, 2.40469  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6123 [MIR115      115.00] 3PH    1478.86    7424.5   -78.21
                            LG     1417.87    7118.3   -83.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.262/67.551, 2.42033  Z-:/9.165/69.649, 2.69599  Z0:/10.669/79.054, 5.17063
```

Cortocircuito Año 2017

```
                            PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          SAT, MAY 14 2011  13:36
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017
                         OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
                                    <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6000 [FRONTER     230.00] 3PH    3030.01    7606.0   -45.51
                            LG     3087.41    7750.1   -45.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.743/82.351, 7.44636  Z-:/17.575/82.743, 7.85267  Z0:/16.929/80.366, 5.89126

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                    <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    2924.62    7341.4   -72.26
                            LG     3130.84    7859.1   -79.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.995/63.894, 2.04073  Z-:/17.630/67.528, 2.41755  Z0:/15.266/82.236, 7.33443

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                    <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    2943.34    7388.4   -72.88
                            LG     3294.36    8269.6   -77.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.153/65.640, 2.20858  Z-:/17.765/68.937, 2.59652  Z0:/12.997/80.248, 5.81856

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                    <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2352.97    5906.5   -72.59
                            LG     2412.91    6056.9   -79.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.083/66.692, 2.32113  Z-:/21.714/71.590, 3.00427  Z0:/21.252/82.768, 7.88041

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                    <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    3123.63    7841.0   -64.83
                            LG     2563.72    6435.5   -67.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.091/73.586, 3.39454  Z-:/16.922/75.813, 3.95583  Z0:/28.500/78.568, 4.94517

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    3980.34    9991.5   -48.23
                            LG     3255.73    8172.6   -46.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.260/81.792, 6.93234  Z-:/13.056/82.846, 7.96702  Z0:/22.371/77.000, 4.33152

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3268.24    8204.0   -45.47
                            LG     3591.74    9016.0   -45.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.423/83.074, 8.23235  Z-:/16.207/83.599, 8.91328  Z0:/12.203/82.138, 7.24149

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    3933.66    9874.4   -48.02
                            LG     4273.99   10728.7   -47.03
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.441/82.755, 7.86596  Z-:/13.319/83.417, 8.66513  Z0:/10.378/78.349, 4.84952

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1917.06    4812.2   -79.02
                            LG     2213.90    5557.4   -82.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/28.400/74.076, 3.50491  Z-:/27.428/76.050, 4.02572  Z0:/18.260/87.078, 19.58847

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6103 [COP23O      230.00] 3PH    2434.56    6111.3   -75.45
                            LG     2552.76    6408.0   -80.19
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.019/68.565, 2.54705  Z-:/21.593/71.255, 2.94675  Z0:/19.646/80.869, 6.22143

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6105 [PAM230      230.00] 3PH    2332.58    5855.3   -72.75
                            LG     2387.50    5993.1   -79.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.276/66.847, 2.33848  Z-:/21.912/71.703, 3.02425  Z0:/21.546/82.774, 7.88717

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2266.10    5688.4   -76.89
                            LG     2304.00    5783.5   -81.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.785/70.437, 2.81413  Z-:/23.327/72.798, 3.23008  Z0:/23.297/81.170, 6.43744

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6178 [EST230      230.00] 3PH    3648.69    9159.0   -49.14
                            LG     3603.28    9045.0   -48.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.428/83.117, 8.28391  Z-:/14.340/83.658, 8.99738  Z0:/15.066/81.592, 6.76563

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    3889.40    9763.2   -49.20
                            LG     3808.41    9559.9   -48.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.536/83.057, 8.21176  Z-:/13.448/83.638, 8.96893  Z0:/14.502/80.317, 5.86042

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    3800.30    9539.6   -55.47
                            LG     2435.93    6114.7   -48.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.827/79.733, 5.52058  Z-:/13.721/80.852, 6.20965  Z0:/37.571/67.397, 2.40199

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [LGU 230     230.00] 3PH    2245.12    5635.7   -69.20
                            LG     1840.71    4620.6   -73.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.370/71.615, 3.00869  Z-:/23.184/74.280, 3.55285  Z0:/39.072/78.495, 4.91273

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA 230     230.00] 3PH    2572.83    6458.4   -42.87
                            LG     2483.14    6233.2   -41.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.862/83.139, 8.31109  Z-:/20.795/83.245, 8.44275  Z0:/23.238/78.583, 4.95186

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2468.15    6195.6   -42.15
                            LG     2660.12    6677.5   -38.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.738/83.635, 8.96508  Z-:/21.681/83.747, 9.12705  Z0:/17.405/70.748, 2.86331

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6330 [BAI230      230.00] 3PH    2612.86    6558.8   -44.56
                            LG     2925.97    7344.8   -45.28
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.526/83.062, 8.21835  Z-:/20.329/83.429, 8.68174  Z0:/14.140/85.309, 12.18620

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN 230     230.00] 3PH    2121.76    5326.1   -45.68
                            LG     1987.17    4988.2   -40.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.976/81.842, 6.97552  Z-:/24.903/82.054, 7.16402  Z0:/30.757/67.165, 2.37481

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6360 [GLA230      230.00] 3PH    3543.02    8893.8   -43.09
                            LG    3249.94    8158.1   -44.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.938/77.204, 4.40281  Z-:/14.832/77.639, 4.56318  Z0:/19.091/79.198, 5.24097

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6363 [ZAM230      230.00] 3PH    3065.40    7694.8   -36.20
                            LG    2674.61    6713.9   -39.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.356/70.593, 2.83862  Z-:/17.236/70.881, 2.88477  Z0:/25.212/78.334, 4.84343

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6366 [EVA230      230.00] 3PH    2652.14    6657.5   -30.13
                            LG    2279.31    5721.6   -35.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.118/64.679, 2.11352  Z-:/19.989/64.879, 2.13270  Z0:/30.571/77.865, 4.65080

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII 230  230.00] 3PH    3213.91    8067.6   -46.06
                            LG    2531.80    6355.4   -43.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.564/82.369, 7.46343  Z-:/16.393/82.907, 8.03646  Z0:/30.200/76.960, 4.31781

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    2222.68    5579.4   -42.83
                            LG    1760.10    4418.2   -39.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.171/82.412, 7.50690  Z-:/24.085/82.494, 7.58971  Z0:/43.453/76.149, 4.05555

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6430 [ANTON230    230.00] 3PH    1920.60    4821.1   -75.53
                            LG    2339.84    5873.5   -76.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/28.023/77.269, 4.42602  Z-:/27.885/78.884, 5.08972  Z0:/13.103/78.153, 4.76700
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2550.67    6402.7   -48.19
                            LG     2779.97    6978.3   -47.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.225/82.465, 7.56017  Z-:/21.183/82.628, 7.72887  Z0:/16.034/79.222, 5.25319

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6590 [24DIC230    230.00] 3PH    2514.21    6311.2   -75.32
                            LG     2555.26    6414.2   -79.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.336/68.424, 2.52881  Z-:/20.926/71.141, 2.92767  Z0:/20.943/79.753, 5.53154

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6680 [BFRIO230    230.00] 3PH    2881.52    7233.3   -37.10
                            LG     2956.25    7420.8   -38.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.676/74.880, 3.70107  Z-:/18.442/75.219, 3.78981  Z0:/17.542/80.162, 5.76628

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6690 [DOM230      230.00] 3PH    2496.20    6266.0   -48.54
                            LG     3085.94    7746.4   -48.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.698/82.724, 7.83215  Z-:/21.656/82.886, 8.01299  Z0:/9.300/82.390, 7.48489

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6691 [ALTO230     230.00] 3PH    2260.95    5675.5   -41.89
                            LG     2880.62    7231.0   -43.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.994/76.087, 4.03695  Z-:/23.945/76.219, 4.07714  Z0:/8.660/85.709, 13.32781

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6695 [PANDO230    230.00] 3PH    1855.90    4658.7   -48.43
                            LG     2410.25    6050.2   -48.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/29.213/82.901, 8.02946  Z-:/29.173/83.015, 8.16203  Z0:/9.104/85.504, 12.71688
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6698 [MLIRIO230   230.00] 3PH    2061.98    5176.0   -48.49
                            LG     2752.88    6910.3   -48.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.291/82.962, 8.09966  Z-:/26.251/83.089, 8.24998  Z0:/6.547/86.600, 16.82935

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    2221.30    5576.0   -61.34
                            LG     1085.03    2723.7   -56.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.723/80.544, 6.00386  Z-:/23.630/81.428, 6.63406  Z0:/98.705/72.422, 3.15669
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6790 [SMA230      230.00] 3PH    2766.30    6944.0   -59.24
                            LG     2249.94    5647.8   -64.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.316/68.077, 2.48468  Z-:/19.071/69.949, 2.73984  Z0:/33.093/78.166, 4.77255
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6840 [BUR230      230.00] 3PH    2530.35    6351.7   -45.30
                            LG     3221.37    8086.4   -46.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.283/83.179, 8.35977  Z-:/21.077/83.559, 8.85727  Z0:/7.814/88.030, 29.07381

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3012.87    7563.0   -56.16
                            LG     1972.84    4952.3   -50.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.451/79.268, 5.27639  Z-:/17.344/80.210, 5.79520  Z0:/45.460/69.721, 2.70638
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6870 [TABII230    230.00] 3PH    2678.27    6723.0   -55.24
                            LG     1869.05    4691.7   -52.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.636/79.611, 5.45420  Z-:/19.529/80.370, 5.89388  Z0:/45.346/74.428, 3.58825

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6880 [CHAII230    230.00] 3PH    2292.47    5754.6   -43.02
                            LG     2459.69    6174.4   -43.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.390/83.123, 8.29130  Z-:/23.330/83.231, 8.42557  Z0:/18.680/83.562, 8.86231
```

```
                            PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          SAT, MAY 14 2011  13:36
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017
                        OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6002 [PAN115      115.00] 3PH    2725.23   13681.8   -73.06
                            LG     3017.81   15150.7   -80.20
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.971/61.958, 1.87738  Z-:/4.890/65.110, 2.15533  Z0:/3.780/83.766, 9.15437

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2449.34   12296.8   -77.70
                            LG     1924.49    9661.8   -85.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.486/68.183, 2.49803  Z-:/5.415/70.793, 2.87055  Z0:/10.214/83.885, 9.33392

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    1420.05    7129.3   -80.38
                            LG     1105.52    5550.2   -91.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.988/71.291, 2.95281  Z-:/8.670/79.516, 5.40391  Z0:/17.261/88.710, 44.41716

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1523.97    7651.0   -71.83
                            LG     989.37    4967.1   -78.12
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.873/77.339, 4.45161  Z-:/8.752/78.894, 5.09415  Z0:/23.522/87.753, 25.48693

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2004.92   10065.6   -48.96
                            LG     1652.00    8293.8   -50.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.636/84.535, 10.45274  Z-:/6.275/87.077, 19.58385  Z0:/11.254/86.452, 16.12905

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1166.22    5854.9   -49.58
                            LG     1271.63    6384.1   -50.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.451/86.833, 18.07173  Z-:/10.964/87.889, 27.12411  Z0:/9.094/88.826, 48.80104

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2693.64   13523.2   -73.33
                            LG     2976.79   14944.8   -80.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.027/62.153, 1.89288  Z-:/4.947/65.243, 2.16848  Z0:/3.826/82.644, 7.74571

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6019 [CVI115A     115.00] 3PH    2014.26   10112.5   -77.87
                            LG     1707.18    8570.8   -85.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.633/66.583, 2.30897  Z-:/6.572/68.777, 2.57511  Z0:/10.453/81.842, 6.97595

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1346.41    6759.6   -81.59
                            LG     930.26    4670.3   -85.21
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.936/69.663, 2.69800  Z-:/9.858/71.048, 2.91218  Z0:/23.398/75.767, 3.94240

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6027 [LOC115A     115.00] 3PH    2442.75   12263.7   -73.76
                            LG     2620.34   13155.2   -81.14
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.493/61.285, 1.82540  Z-:/5.422/64.074, 2.05703  Z0:/4.652/82.873, 7.99779

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6032 [MAR115A     115.00] 3PH    1969.11    9885.8   -75.90
                            LG     1938.35    9731.4   -82.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.797/63.072, 1.96873  Z-:/6.737/65.333, 2.17745  Z0:/7.369/80.205, 5.79246

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6036 [SMA115      115.00] 3PH    2418.20   12140.4   -74.21
                            LG     2475.66   12428.9   -81.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.596/62.902, 1.95438  Z-:/5.521/65.709, 2.21569  Z0:/5.440/81.013, 6.32289

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6040 [SFR115      115.00] 3PH    2200.89   11049.4   -75.12
                            LG     2086.97   10477.5   -83.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.071/62.248, 1.90051  Z-:/6.008/64.741, 2.11949  Z0:/7.355/81.427, 6.63369

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6047 [CLA115      115.00] 3PH     884.71    4441.6   -83.75
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.046/71.259, 2.94743  Z-:/14.979/72.175, 3.10998  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6055 [MOS115B     115.00] 3PH    2167.36   10881.1   -75.98
                            LG     1820.21    9138.2   -83.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.233/64.343, 2.08188  Z-:/6.168/66.873, 2.34145  Z0:/10.057/80.549, 6.00706

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6057 [TOC115      115.00] 3PH    1835.78    9216.4   -79.92
                            LG     1329.08    6672.6   -86.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.299/69.985, 2.74527  Z-:/7.239/71.953, 3.06904  Z0:/15.846/81.840, 6.97387

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    2366.23   11879.5   -82.66
                            LG     2621.45   13160.8   -87.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.684/72.805, 3.23144  Z-:/5.529/74.916, 3.71019  Z0:/4.251/86.175, 14.95718

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    2369.31   11895.0   -82.71
                            LG     2645.92   13283.7   -87.15
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.677/72.876, 3.24570  Z-:/5.522/74.984, 3.72792  Z0:/4.127/86.587, 16.76748

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6066 [FFIELD      115.00] 3PH    1753.56    8803.6   -83.07
                            LG     1357.69    6816.2   -85.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.619/72.397, 3.15187  Z-:/7.460/74.006, 3.48875  Z0:/14.458/76.891, 4.29426

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6074 [LMDIST      115.00] 3PH    2365.07   11873.7   -82.75
                            LG    2631.73   13212.5   -87.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.687/72.905, 3.25163  Z-:/5.532/75.018, 3.73673  Z0:/4.188/86.458, 16.15382

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1576.08    7912.6   -45.47
                            LG     696.84    3498.4   -37.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.484/85.302, 12.16933  Z-:/8.269/86.265, 15.31885  Z0:/41.074/73.838, 3.45065

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1308.15    6567.5   -44.24
                            LG     574.17    2882.6   -36.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.251/84.573, 10.52495  Z-:/10.052/85.249, 12.03222  Z0:/50.026/73.940, 3.47356

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1471.12    7385.7   -44.94
                            LG     648.40    3255.3   -37.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.091/84.985, 11.39632  Z-:/8.881/85.830, 13.71563  Z0:/44.164/73.875, 3.45885

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1363.26    6844.2   -83.09
                            LG    1411.01    7083.9   -86.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.881/72.723, 3.21512  Z-:/9.767/74.024, 3.49288  Z0:/9.087/83.348, 8.57464

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    2228.41   11187.6   -82.24
```

```
                              LG    1839.03    9232.7   -84.73
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.041/72.267, 3.12719  Z-:/5.915/74.316, 3.56151  Z0:/10.016/76.522, 4.17230

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6174 [PM115-1A    115.00] 3PH    1328.44    6669.3   -84.92
                              LG    1003.47    5037.9   -85.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.168/74.426, 3.58782  Z-:/10.093/75.806, 3.95359  Z0:/20.124/74.490, 3.60340

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6175 [PM115-2A    115.00] 3PH    1328.44    6669.3   -84.92
                              LG    1003.47    5037.9   -85.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.168/74.426, 3.58782  Z-:/10.093/75.806, 3.95359  Z0:/20.124/74.490, 3.60340

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6210 [TIN115      115.00] 3PH    2032.14   10202.3   -76.74
                              LG    1805.92    9066.5   -85.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.639/65.030, 2.14748  Z-:/6.577/67.405, 2.40291  Z0:/9.475/84.400, 10.19822

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6211 [PM115-9     115.00] 3PH    1937.15    9725.3   -77.38
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.969/65.697, 2.21444  Z-:/6.910/67.966, 2.47086  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6230 [CBA115      115.00] 3PH    2349.43   11795.2   -74.21
                              LG    2351.09   11803.5   -81.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.701/61.517, 1.84308  Z-:/5.633/64.192, 2.06789  Z0:/5.959/81.177, 6.44250
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA 115     115.00] 3PH     777.27    3902.2   -46.17
                            LG      912.63    4581.8   -46.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.125/87.517, 23.06089  Z-:/17.115/87.543, 23.30257  Z0:/9.517/88.175, 31.37888

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6270 [CAT 115     115.00] 3PH    2363.14   11864.0   -82.56
                            LG     2611.41   13110.4   -86.69
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.693/72.728, 3.21612  Z-:/5.538/74.822, 3.68629  Z0:/4.286/84.984, 11.39270

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6280 [GIR 115     115.00] 3PH    1239.29    6221.8   -83.55
                            LG     1347.71    6766.1   -87.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.869/73.182, 3.30839  Z-:/10.757/74.368, 3.57392  Z0:/8.485/85.409, 12.45306

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                        <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                              /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII 11    115.00] 3PH    2278.71   11440.1   -82.81
                            LG     2578.30   12944.2   -87.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.903/72.937, 3.25800  Z-:/5.752/74.979, 3.72650  Z0:/4.117/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                              /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6331 [BAI115      115.00] 3PH     682.20    3424.9   -45.92
                            LG       1.08       5.4   132.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.411/88.433, 36.56009  Z-:/19.376/88.517, 38.61978  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                              /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6332 [BAM115      115.00] 3PH     493.97    2479.9   -40.86
                            LG       1.09       5.5   135.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.895/86.323, 15.55989  Z-:/26.866/86.366, 15.74658  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                              /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    1996.81   10024.9   -76.73
                            LG     1846.30    9269.2   -82.81
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.743/64.682, 2.11381  Z-:/6.683/66.991, 2.35483  Z0:/8.583/78.486, 4.90902

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                              /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6550 [CHAZ115     115.00] 3PH    1155.96    5803.4   -49.49
                            LG     1530.07    7681.6   -50.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.553/86.746, 17.58724  Z-:/11.065/87.788, 25.88954  Z0:/3.571/90.000, 9999.999
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                              /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6580 [LBO115      115.00] 3PH    1820.37    9139.0   -78.80
```

```
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.335/67.457, 2.40908  Z-:/7.278/69.445, 2.66677  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6123 [MIR115      115.00] 3PH    1619.37    8129.9   -79.91
                              LG    1495.53    7508.2   -84.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.443/69.538, 2.68003  Z-:/8.395/71.110, 2.92248  Z0:/10.666/79.050, 5.16860
```

Cortocircuito Año 2020

```
                              PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          WED, MAY 18 2011  10:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BASE DE DATOS REGIONAL - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
                         OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6000 [FRONTER     230.00] 3PH    3015.04    7568.4   -49.48
                              LG    3073.68    7715.6   -49.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.784/82.235, 7.33352  Z-:/17.628/82.644, 7.74636  Z0:/16.929/80.366, 5.89126

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    3601.85    9041.4   -74.46
                              LG    3599.77    9036.2   -81.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.331/65.165, 2.16070  Z-:/14.218/68.178, 2.49740  Z0:/14.842/82.316, 7.41125

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    3652.48    9168.5   -74.98
                              LG    3843.18    9647.2   -79.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.416/66.834, 2.33697  Z-:/14.269/69.482, 2.67208  Z0:/12.617/80.172, 5.77247
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2688.18    6747.9   -75.20
                            LG     2604.55    6538.0   -81.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.954/67.877, 2.45991  Z-:/18.912/72.432, 3.15843  Z0:/21.177/82.710, 7.81683

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    3418.21    8580.4   -67.70
                            LG     2676.32    6718.2   -70.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.506/74.371, 3.57465  Z-:/15.450/76.177, 4.06412  Z0:/28.485/78.559, 4.94108

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4245.38   10656.8   -51.09
                            LG     3366.47    8450.6   -48.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.425/82.078, 7.18641  Z-:/12.266/83.091, 8.25229  Z0:/22.371/77.000, 4.33152

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3238.67    8129.8   -49.23
                            LG     3564.25    8947.0   -49.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.528/82.894, 8.02185  Z-:/16.326/83.446, 8.70410  Z0:/12.203/82.138, 7.24149

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    4387.25   11012.9   -50.87
                            LG     4616.96   11589.6   -49.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.060/83.485, 8.75683  Z-:/11.974/84.066, 9.62140  Z0:/10.378/78.349, 4.84952

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    2077.23    5214.3   -80.67
                            LG     2337.73    5868.2   -84.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.906/74.939, 3.71610  Z-:/25.176/76.427, 4.14202  Z0:/18.245/87.059, 19.46245

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6103 [COP23O      230.00] 3PH    2858.35    7175.1   -77.68
                            LG     2831.17    7106.9   -82.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.490/69.908, 2.73388  Z-:/18.301/71.963, 3.07092  Z0:/19.406/80.793, 6.16962

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6105 [PAM230      230.00] 3PH    2660.90    6679.4   -75.36
                            LG     2574.23    6461.9   -82.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.148/68.045, 2.48071  Z-:/19.110/72.553, 3.18185  Z0:/21.473/82.717, 7.82429

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2487.44    6244.0   -78.77
                            LG     2433.91    6109.6   -82.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.275/71.092, 2.91938  Z-:/21.032/72.867, 3.24388  Z0:/23.117/81.112, 6.39425

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6178 [EST230      230.00] 3PH    3892.25    9770.4   -51.88
                            LG     3754.51    9424.6   -51.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.512/83.598, 8.91273  Z-:/13.453/84.040, 9.57932  Z0:/15.066/81.592, 6.76564

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4169.76   10467.0   -51.99
```

```
                              LG    3979.37    9989.1   -50.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.614/83.575, 8.88082  Z-:/12.554/84.053, 9.59932  Z0:/14.502/80.317, 5.86042

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    4089.85   10266.4   -58.40
                              LG    2507.73    6294.9   -50.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.823/80.383, 5.90177  Z-:/12.764/81.277, 6.51771  Z0:/37.571/67.397, 2.40200

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [LGU 230     230.00] 3PH    2442.99    6132.4   -71.92
                              LG    1909.44    4793.1   -75.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.196/72.432, 3.15855  Z-:/21.190/74.656, 3.64433  Z0:/39.053/78.480, 4.90619

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA 230     230.00] 3PH    2607.87    6546.3   -46.32
                              LG    2503.25    6283.7   -44.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.556/83.133, 8.30355  Z-:/20.499/83.218, 8.40874  Z0:/23.238/78.583, 4.95186

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2510.00    6300.6   -45.31
                              LG    2691.43    6756.1   -41.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.366/83.640, 8.97126  Z-:/21.320/83.729, 9.10038  Z0:/17.405/70.748, 2.86331

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6330 [BAI230      230.00] 3PH    2594.83    6513.6   -48.38
                              LG    2908.63    7301.3   -49.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.622/82.937, 8.07120  Z-:/20.437/83.326, 8.54576  Z0:/14.140/85.309, 12.18620
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN 230     230.00] 3PH    2178.45    5468.4   -48.46
                            LG     2018.86    5067.8   -42.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.309/81.921, 7.04499  Z-:/24.257/82.088, 7.19568  Z0:/30.757/67.165, 2.37481

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6360 [GLA230      230.00] 3PH    3761.23    9441.5   -45.12
                            LG     3365.63    8448.5   -46.12
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.053/77.002, 4.33212  Z-:/13.978/77.358, 4.45836  Z0:/19.091/79.198, 5.24098

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6363 [ZAM230      230.00] 3PH    3213.87    8067.5   -37.72
                            LG     2746.65    6894.7   -41.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.535/69.877, 2.72922  Z-:/16.448/70.111, 2.76408  Z0:/25.212/78.334, 4.84343

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6366 [EVA230      230.00] 3PH    2755.58    6917.1   -31.47
                            LG     2329.08    5846.5   -37.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.342/63.775, 2.03005  Z-:/19.248/63.937, 2.04461  Z0:/30.571/77.865, 4.65080

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII 230  230.00] 3PH    3273.56    8217.4   -49.33
                            LG     2553.75    6410.5   -46.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.243/82.380, 7.47515  Z-:/16.097/82.904, 8.03327  Z0:/30.200/76.960, 4.31781

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    2242.20    5628.4   -46.57
                            LG     1766.47    4434.2   -43.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.916/82.400, 7.49509  Z-:/23.839/82.467, 7.56232  Z0:/43.453/76.149, 4.05555

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6430 [ANTON230    230.00] 3PH    2066.67    5187.8   -78.27
                            LG     2473.14    6208.1   -78.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.786/78.552, 4.93800  Z-:/25.776/79.719, 5.51328  Z0:/13.086/78.083, 4.73832

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2584.26    6487.1   -52.43
                            LG     2805.36    7042.1   -51.57
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.931/82.515, 7.61130  Z-:/20.898/82.663, 7.76615  Z0:/16.034/79.222, 5.25319

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6590 [24DIC230    230.00] 3PH    2902.34    7285.5   -77.40
                            LG     2793.05    7011.2   -81.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.177/69.413, 2.66225  Z-:/17.993/71.498, 2.98830  Z0:/20.672/79.681, 5.49248

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6680 [BFRIO230    230.00] 3PH    2856.84    7171.3   -40.94
                            LG     2935.88    7369.7   -42.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.787/74.779, 3.67524  Z-:/18.564/75.149, 3.77129  Z0:/17.542/80.162, 5.76628

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6690 [DOM230      230.00] 3PH    2534.19    6361.4   -52.71
                            LG     3123.59    7840.9   -52.70
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.359/82.786, 7.90077  Z-:/21.328/82.932, 8.06466  Z0:/9.300/82.390, 7.48489

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6691 [ALTO230     230.00] 3PH    2312.64    5805.2   -46.59
                            LG     2935.34    7368.3   -48.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.472/76.723, 4.23792  Z-:/23.434/76.842, 4.27763  Z0:/8.660/85.709, 13.32782

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6695 [PANDO230    230.00] 3PH    1875.81    4708.7   -52.58
                            LG     2432.12    6105.2   -52.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/28.891/82.942, 8.07690  Z-:/28.861/83.044, 8.19592  Z0:/9.104/85.504, 12.71688

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6698 [MLIRIO230   230.00] 3PH    2054.20    5156.5   -52.63
                            LG     2743.06    6885.7   -53.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.373/82.890, 8.01737  Z-:/26.343/83.004, 8.14848  Z0:/6.547/86.600, 16.82935

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    2317.56    5817.6   -64.07
                            LG     1097.19    2754.2   -58.24
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.660/81.089, 6.37802  Z-:/22.624/81.763, 6.90817  Z0:/98.694/72.421, 3.15638

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6790 [SMA230      230.00] 3PH    2991.75    7509.9   -61.41
                            LG     2333.99    5858.8   -66.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.737/68.146, 2.49334  Z-:/17.618/69.668, 2.69865  Z0:/33.078/78.158, 4.76918

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6840 [BUR230      230.00] 3PH    2471.57    6204.2   -49.09
                            LG     3155.46    7920.9   -50.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.707/82.933, 8.06668  Z-:/21.511/83.336, 8.55852  Z0:/7.814/88.030, 29.07382

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3190.63    8009.2   -58.93
                            LG     2018.40    5066.6   -53.24
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.441/79.777, 5.54521  Z-:/16.384/80.515, 5.98508  Z0:/45.460/69.721, 2.70638

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6870 [TABII230    230.00] 3PH    2852.89    7161.4   -57.97
                            LG     1921.38    4823.1   -54.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.405/80.174, 5.77366  Z-:/18.345/80.765, 6.15038  Z0:/45.346/74.428, 3.58826

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6880 [CHAII230    230.00] 3PH    2325.06    5836.4   -46.29
                            LG     2483.55    6234.2   -46.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.042/83.128, 8.29789  Z-:/22.993/83.214, 8.40406  Z0:/18.680/83.562, 8.86231

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6920 [STR230      230.00] 3PH    4001.41   10044.4   -83.93
                            LG     4689.33   11771.2   -85.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.514/82.304, 7.39965  Z-:/13.443/83.167, 8.34562  Z0:/7.667/88.420, 36.25039
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6002 [PAN115      115.00] 3PH    3296.94   16552.1   -74.93
                            LG     3449.61   17318.6   -82.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.111/63.104, 1.97147  Z-:/4.090/65.582, 2.20263  Z0:/3.730/83.494, 8.76837

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2793.91   14026.6   -79.92
                            LG     1988.34    9982.4   -88.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.840/69.102, 2.61902  Z-:/4.825/71.026, 2.90846  Z0:/10.899/84.433, 10.26009

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    1520.66    7634.4   -83.08
                            LG     1123.47    5640.3   -93.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.183/71.931, 3.06510  Z-:/8.041/80.601, 6.04115  Z0:/17.249/88.704, 44.19191

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1586.83    7966.6   -74.44
                            LG     1001.29    5026.9   -80.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.452/77.013, 4.33597  Z-:/8.363/78.389, 4.86666  Z0:/23.520/87.752, 25.47773

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2048.13   10282.5   -51.81
                            LG     1667.63    8372.2   -53.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.485/84.381, 10.16363  Z-:/6.159/87.251, 20.82652  Z0:/11.254/86.452, 16.12906

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1162.01    5833.8   -53.43
                            LG    1267.15    6361.6   -54.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.466/86.608, 16.87333  Z-:/10.989/87.829, 26.37799  Z0:/9.094/88.826, 48.80104

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    3255.61   16344.6   -75.21
                            LG    3400.56   17072.3   -81.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.160/63.346, 1.99226  Z-:/4.140/65.759, 2.22084  Z0:/3.774/82.393, 7.48745

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6019 [CVI115A     115.00] 3PH    2261.63   11354.4   -80.09
                            LG    1801.34    9043.5   -87.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.918/67.435, 2.40645  Z-:/5.911/69.012, 2.60676  Z0:/10.630/82.175, 7.27635

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1888.32    9480.2   -81.35
                            LG    1079.15    5417.8   -84.76
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.113/70.423, 2.81193  Z-:/7.090/71.595, 3.00525  Z0:/23.165/75.563, 3.88425

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6027 [LOC115A     115.00] 3PH    2887.15   14494.8   -75.64
                            LG    2930.51   14712.4   -83.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.633/62.105, 1.88907  Z-:/4.620/64.224, 2.07082  Z0:/4.622/82.708, 7.81524

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6032 [MAR115A     115.00] 3PH    2248.77   11289.8   -77.87
                            LG    2101.23   10549.1   -84.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.926/63.946, 2.04536  Z-:/5.919/65.592, 2.20366  Z0:/7.343/80.095, 5.72649
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6036 [SMA115      115.00] 3PH    2856.90   14342.9   -76.14
                            LG     2757.11   13841.9   -82.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.737/64.094, 2.05885  Z-:/4.721/66.241, 2.27168  Z0:/5.397/80.806, 6.17835

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6040 [SFR115      115.00] 3PH    2545.65   12780.3   -77.14
                            LG     2268.63   11389.5   -85.26
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.229/63.030, 1.96515  Z-:/5.221/64.874, 2.13225  Z0:/7.354/81.410, 6.61990

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6047 [CLA115      115.00] 3PH    1705.17    8560.7   -82.07
                            LG      801.89    4025.8   -87.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.872/70.798, 2.87122  Z-:/7.858/71.900, 3.05950  Z0:/34.556/77.730, 4.59779

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6055 [MOS115B     115.00] 3PH    2511.14   12607.0   -78.09
                            LG     1965.03    9865.3   -85.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.378/65.671, 2.21174  Z-:/5.369/67.558, 2.42111  Z0:/10.024/80.450, 5.94404

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6057 [TOC115      115.00] 3PH    2025.04   10166.6   -82.11
                            LG     1374.00    6898.1   -88.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.656/70.839, 2.87789  Z-:/6.648/72.232, 3.12053  Z0:/16.257/82.333, 7.42880

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    2982.61   14974.0   -83.09
                            LG    3267.02   16401.9   -85.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.514/76.312, 4.10604  Z-:/4.423/77.717, 4.59293  Z0:/3.450/84.949, 11.31378

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    2975.71   14939.4   -83.09
                            LG    3276.61   16450.0   -86.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.524/76.306, 4.10394  Z-:/4.433/77.711, 4.59055  Z0:/3.396/85.296, 12.15150

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6066 [FFIELD      115.00] 3PH    2067.61   10380.3   -82.55
                            LG    1511.81    7589.9   -83.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.459/74.797, 3.67987  Z-:/6.363/75.805, 3.95336  Z0:/13.680/76.044, 4.02396

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6074 [LMDIST      115.00] 3PH    2974.60   14933.8   -83.17
                            LG    3268.00   16406.8   -86.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.526/76.387, 4.12926  Z-:/4.434/77.795, 4.62313  Z0:/3.424/85.214, 11.94391

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1590.13    7983.1   -48.36
                            LG     697.89    3503.7   -40.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.401/85.191, 11.88519  Z-:/8.203/86.289, 15.41963  Z0:/41.074/73.838, 3.45065

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1316.56    6609.7   -47.15
```

```
                              LG     574.71    2885.3   -39.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.176/84.475, 10.33829  Z-:/9.992/85.254, 12.04466  Z0:/50.026/73.940, 3.47356

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1482.76    7444.1   -47.84
                              LG     649.23    3259.4   -40.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.010/84.878, 11.15636  Z-:/8.818/85.845, 13.76648  Z0:/44.164/73.875, 3.45885

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1528.56    7674.1   -83.00
                              LG    1524.47    7653.5   -86.15
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.812/74.567, 3.62221  Z-:/8.752/75.364, 3.82913  Z0:/9.002/83.094, 8.25632

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    3213.33   16132.3   -83.65
                              LG    3367.62   16906.9   -86.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.207/77.900, 4.66446  Z-:/4.149/79.160, 5.22240  Z0:/3.704/85.310, 12.19012

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6174 [PM115-1A    115.00] 3PH    1535.53    7709.0   -85.71
                              LG    1147.05    5758.7   -84.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.819/77.262, 4.42365  Z-:/8.794/78.071, 4.73332  Z0:/17.816/74.879, 3.70086

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6175 [PM115-2A    115.00] 3PH    1535.53    7709.0   -85.71
                              LG    1147.05    5758.7   -84.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.819/77.262, 4.42365  Z-:/8.794/78.071, 4.73332  Z0:/17.816/74.879, 3.70086
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6210 [TIN115      115.00] 3PH    2330.15   11698.4   -78.86
                            LG     1944.99    9764.7   -87.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.787/66.375, 2.28622  Z-:/5.780/68.124, 2.49063  Z0:/9.466/84.359, 10.12345

------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6211 [PM115-9     115.00] 3PH    2205.59   11073.0   -79.52
                            LG        0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.119/67.062, 2.36297  Z-:/6.113/68.719, 2.56739  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6230 [CBA115      115.00] 3PH    2753.95   13826.1   -76.14
                            LG     2593.29   13019.5   -83.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.846/62.304, 1.90507  Z-:/4.835/64.316, 2.07933  Z0:/5.937/81.071, 6.36484

------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA 115     115.00] 3PH     779.05    3911.2   -49.63
                            LG     914.01    4588.7   -49.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.067/87.455, 22.49468  Z-:/17.058/87.475, 22.67922  Z0:/9.517/88.175, 31.37888

------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6270 [CAT 115     115.00] 3PH    2964.75   14884.4   -82.79
                            LG     3221.67   16174.2   -85.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.541/76.011, 4.01414  Z-:/4.449/77.403, 4.47487  Z0:/3.562/83.013, 8.15934

------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6280 [GIR 115     115.00] 3PH    1374.10    6898.6   -83.32
                            LG     1449.20    7275.6   -86.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.802/74.890, 3.70351  Z-:/9.744/75.608, 3.89694  Z0:/8.426/85.210, 11.93413

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII 11    115.00] 3PH    2889.78   14507.9   -83.24
                            LG     3042.41   15274.2   -87.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.661/76.584, 4.19245  Z-:/4.574/77.918, 4.67184  Z0:/4.117/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6331 [BAI115      115.00] 3PH     680.40    3415.9   -49.81
                            LG       1.08       5.4   128.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.428/88.403, 35.86508  Z-:/19.396/88.491, 37.94808  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6332 [BAM115      115.00] 3PH     493.05    2475.3   -44.77
                            LG       1.09       5.4   131.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.910/86.308, 15.49558  Z-:/26.882/86.354, 15.69244  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    2285.22   11472.8   -78.82
                            LG     1995.84   10020.0   -84.57
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.880/65.866, 2.23198  Z-:/5.874/67.553, 2.42054  Z0:/8.547/78.372, 4.85953

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6550 [CHAZ115     115.00] 3PH    1151.79    5782.5   -53.34
                            LG     1524.27    7652.5   -54.32
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.568/86.523, 16.45993  Z-:/11.090/87.729, 25.21745  Z0:/3.571/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6580 [LBO115      115.00] 3PH    2020.34   10143.0   -81.02
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.620/68.272, 2.50934  Z-:/6.615/69.681, 2.70057  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6910 [GON115      115.00] 3PH    2113.61   10611.2   -81.34
                              LG    1287.80    6465.3   -87.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.376/70.250, 2.78521  Z-:/6.363/71.674, 3.01910  Z0:/18.755/80.321, 5.86329

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6123 [MIR115      115.00] 3PH    1772.11    8896.8   -81.71
                              LG    1576.86    7916.5   -85.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.713/70.659, 2.84896  Z-:/7.708/71.747, 3.03211  Z0:/10.641/78.980, 5.13480
```

ANEXO III-5
RESULTADOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA INTERCAMBIOS CON C.A.

ÍNDICE GENERAL

Año 2011

Contingencia 3: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – Panamá II
Contingencia 4: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Contingencia 5: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance - Veladero
Contingencia 6: Falla y Apertura de un circuito de Boquerón III - Mata de Nance

Año 2012

Contingencia 3: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – Panamá II
Contingencia 4: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Contingencia 6: Falla y Apertura de un circuito de Boquerón III - Mata de Nance
Contingencia 10: Falla y Apertura de circuito de Fortuna – Guasquitas
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance - Caldera

Año 2013

Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Las Guías
Contingencia 3: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II
Contingencia 7: Falla y Apertura del circuito de Frontera – Progreso
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance – Caldera
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Veladero
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Antón

Año 2014

Contingencia 3: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Panamá II
Contingencia 7: Falla y Apertura del circuito de Frontera – Progreso
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance – Caldera
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Veladero
Contingencia 22: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – San Bartolo
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Antón

Año 2015

Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Las Guías
Contingencia 7: Falla y Apertura del circuito de Frontera – Progreso
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance – Caldera
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Veladero
Contingencia 22: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – San Bartolo
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Antón

Año 2017

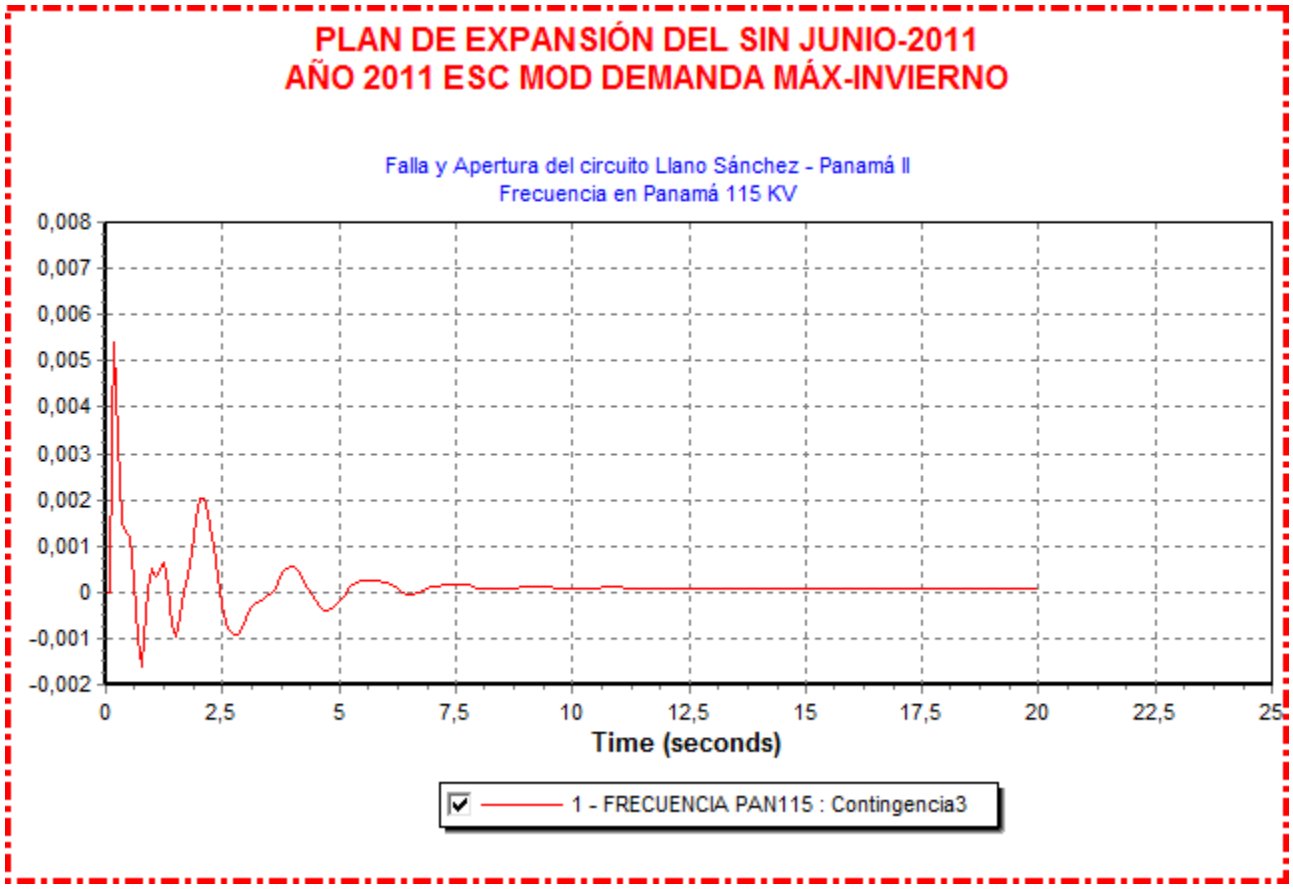
Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Las Guías
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance – Caldera
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Veladero
Contingencia 22: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – San Bartolo
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Antón
Contingencia 24: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – Barro Blanco

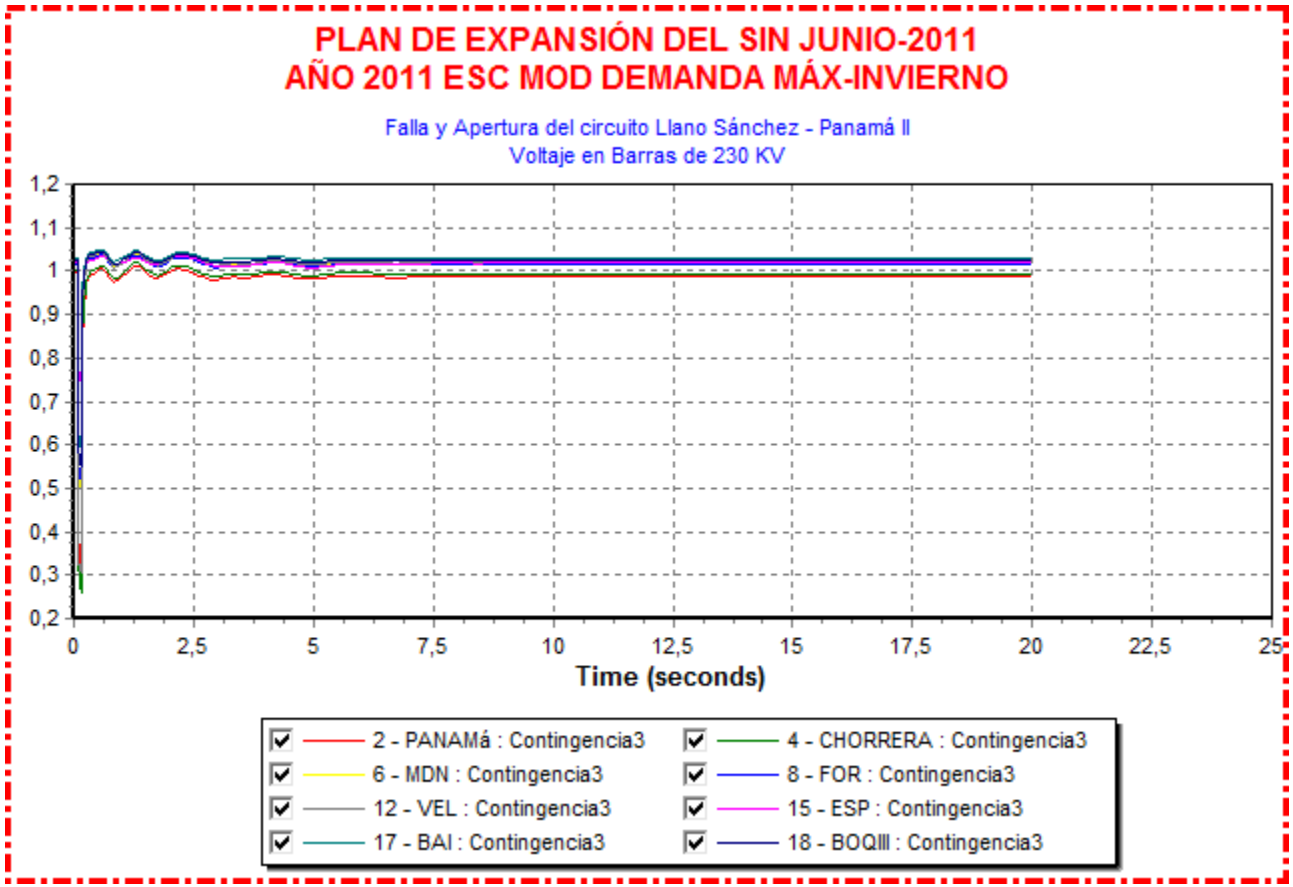
Año 2020

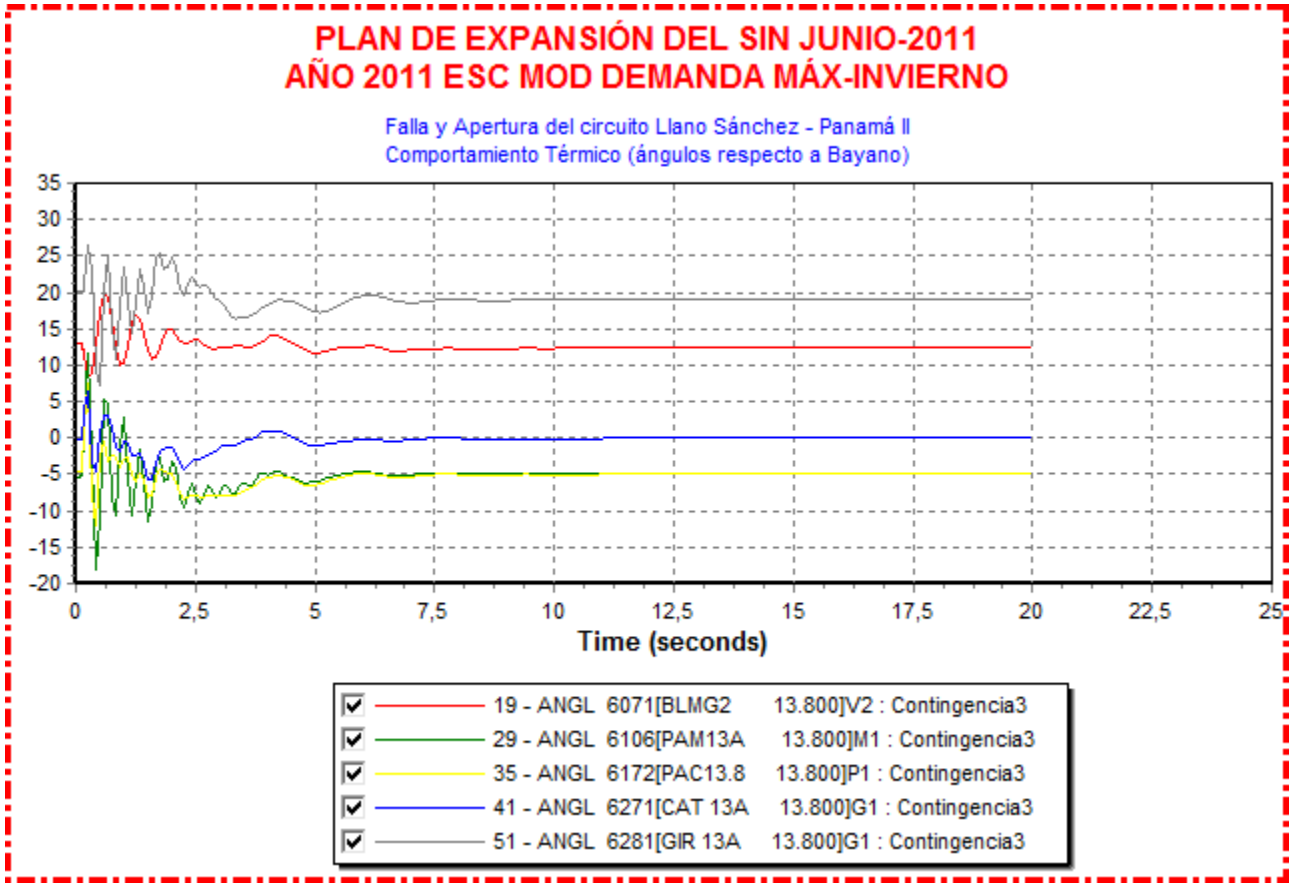
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá – Panamá II
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance – Caldera
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Veladero
Contingencia 22: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – San Bartolo
Contingencia 24: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – Barro Blanco
Contingencia 25: Falla y Apertura del circuito Guasquitas - Gualaca

Año 2011

Contingencia 3: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – Panamá II

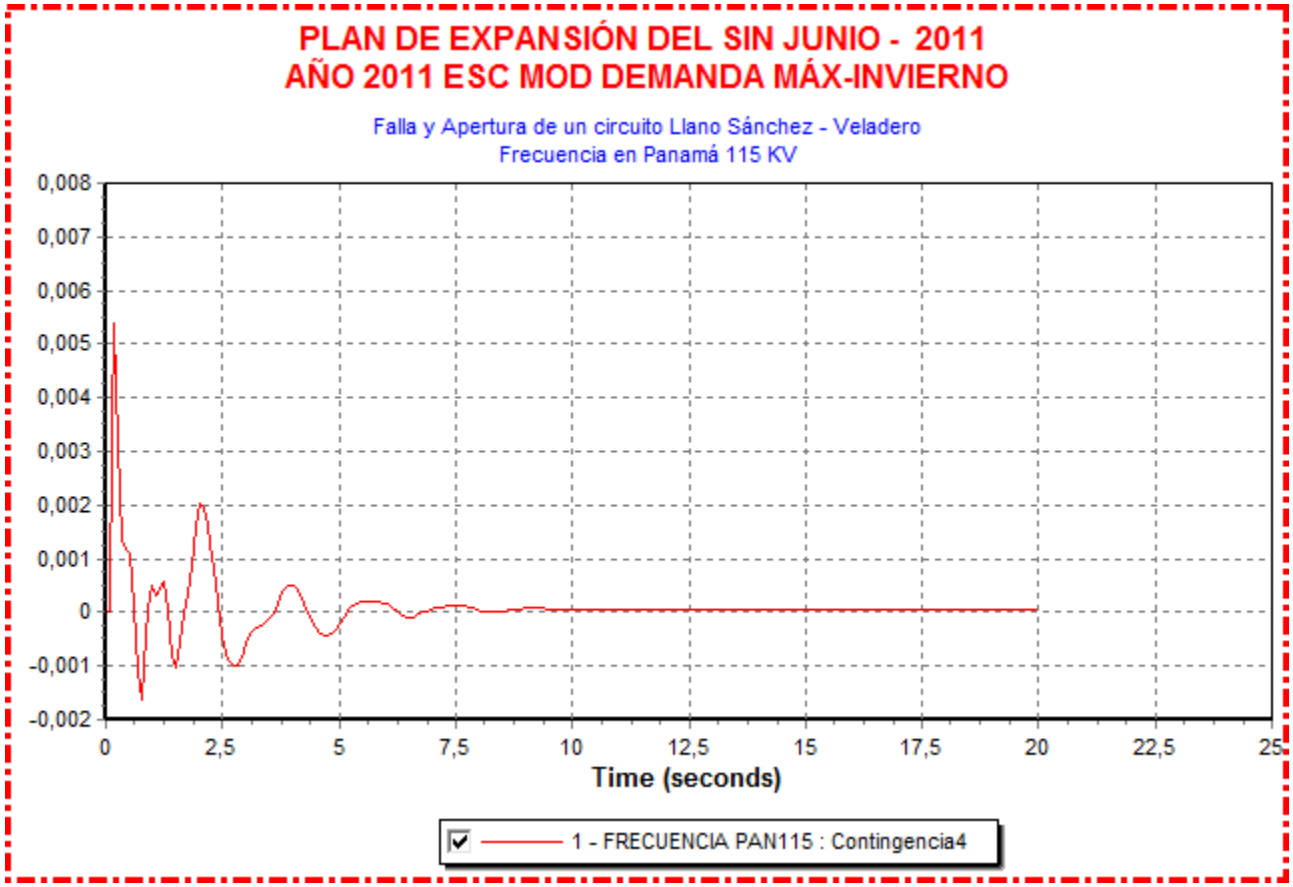


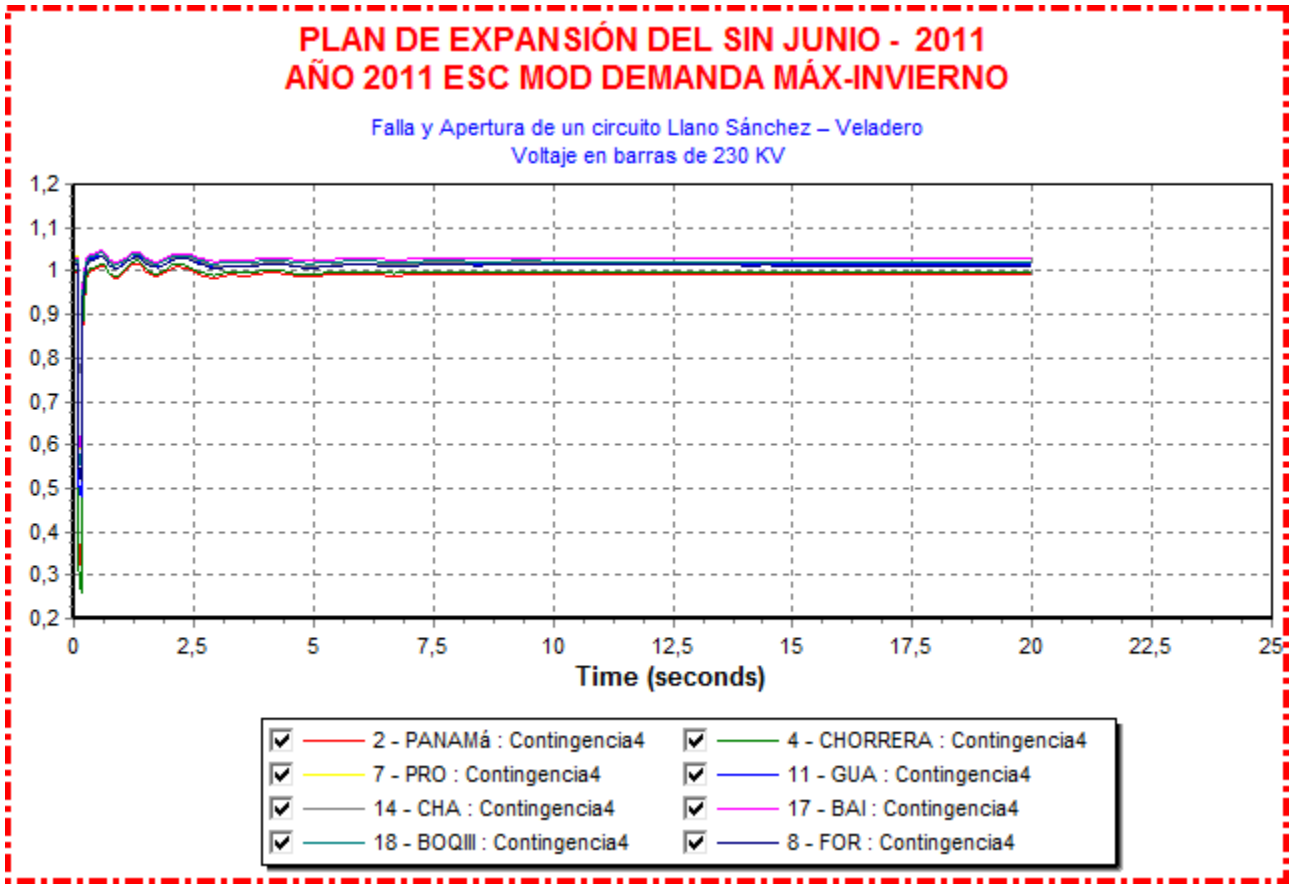

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2011 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez - Panamá II
Voltaje en Barras de 230 KV
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PANAMá : Contingencia3
4 - CHORRERA : Contingencia3
6 - MDN : Contingencia3
8 - FOR : Contingencia3
12 - VEL : Contingencia3
15 - ESP : Contingencia3
17 - BAI : Contingencia3
18 - BOQIII : Contingencia3

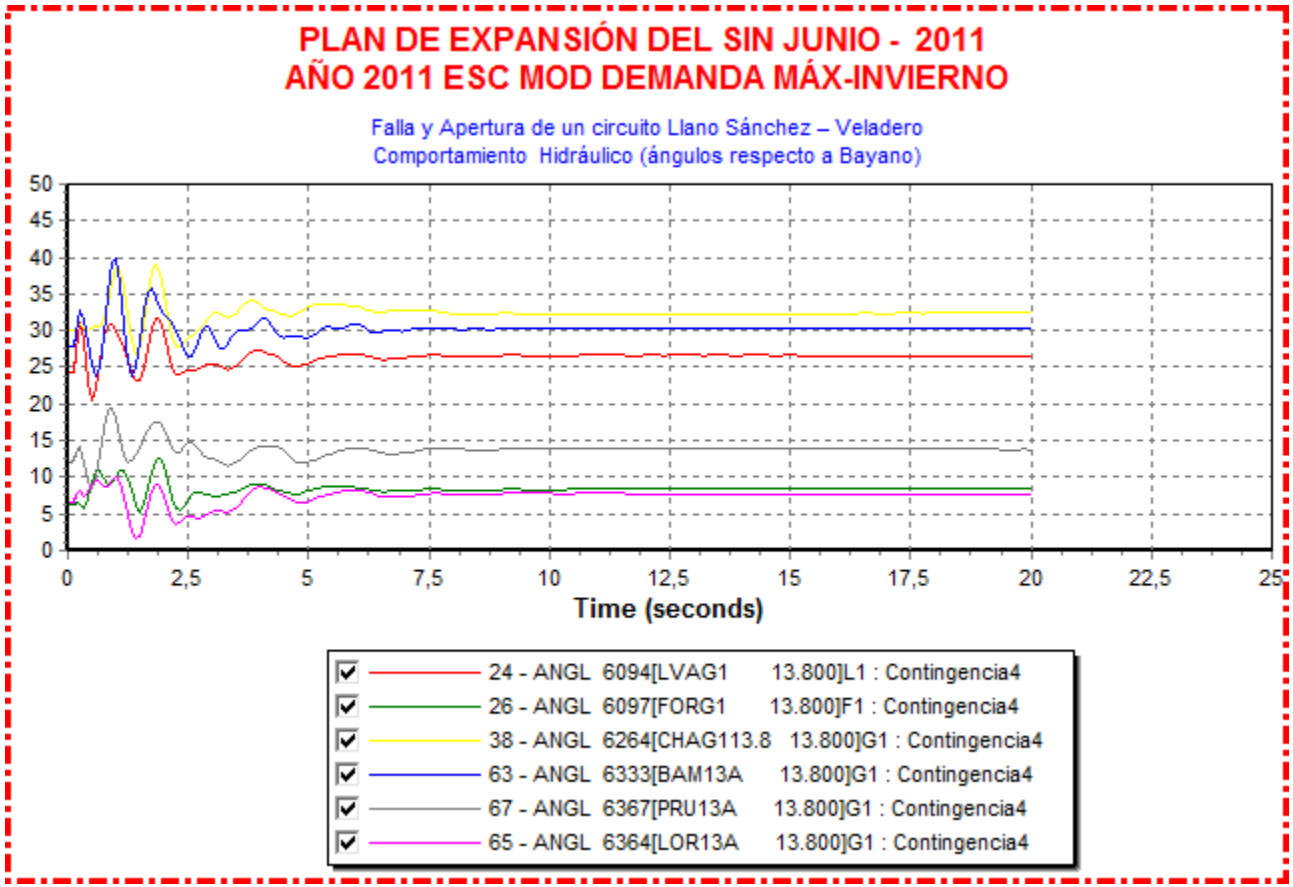

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2011 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez - Panamá II
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
35
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
19 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Contingencia3
29 - ANGL 6106[PAM13A 13.800]M1 : Contingencia3
35 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Contingencia3
41 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Contingencia3
51 - ANGL 6281[GIR 13A 13.800]G1 : Contingencia3

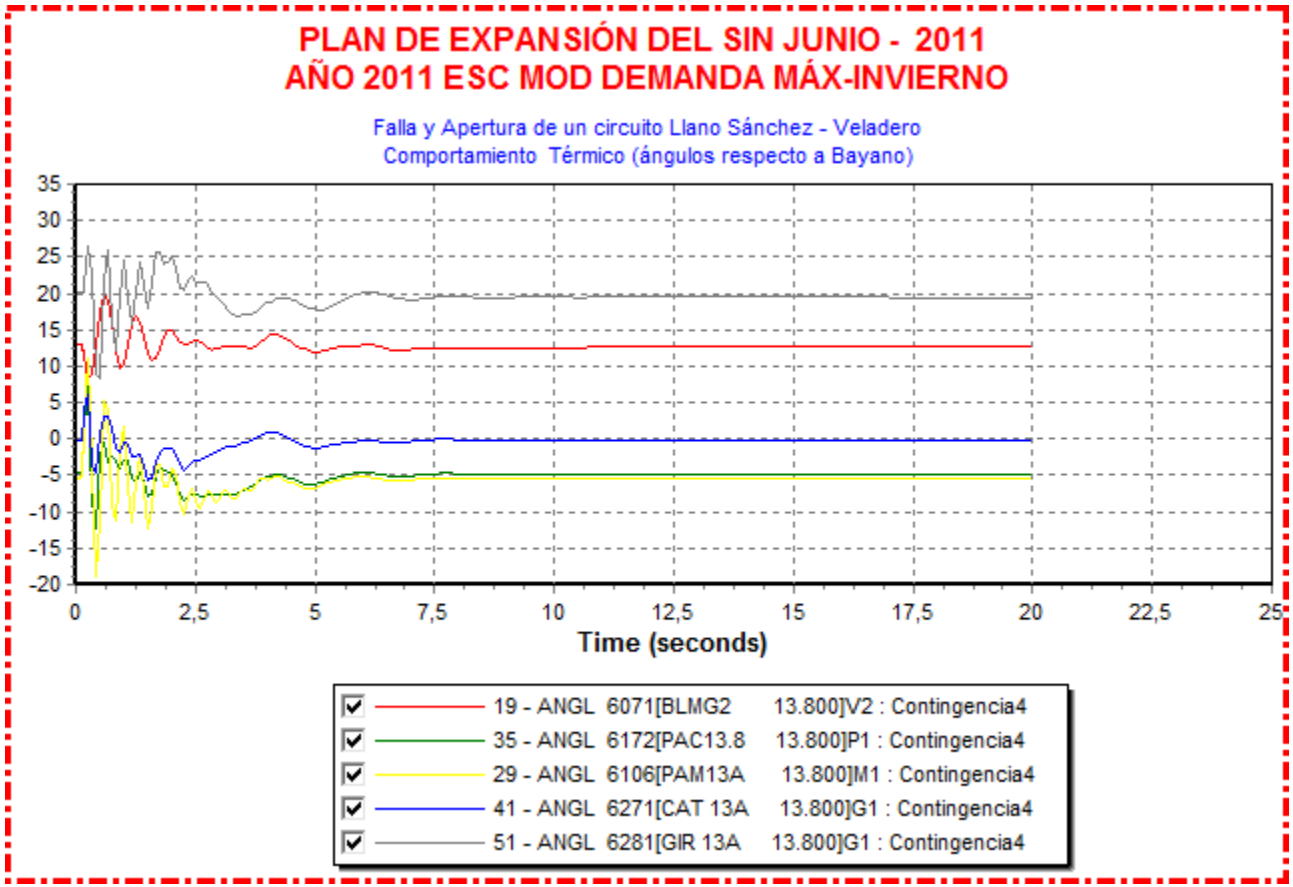

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2011 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez - Panamá II
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
22 - ANGL 6090[LESG1 13.800]E1 : Contingencia3
26 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : Contingencia3
63 - ANGL 6333[BAM13A 13.800]G1 : Contingencia3
67 - ANGL 6367[PRU13A 13.800]G1 : Contingencia3
38 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : Contingencia3

Contingencia 4: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Veladero



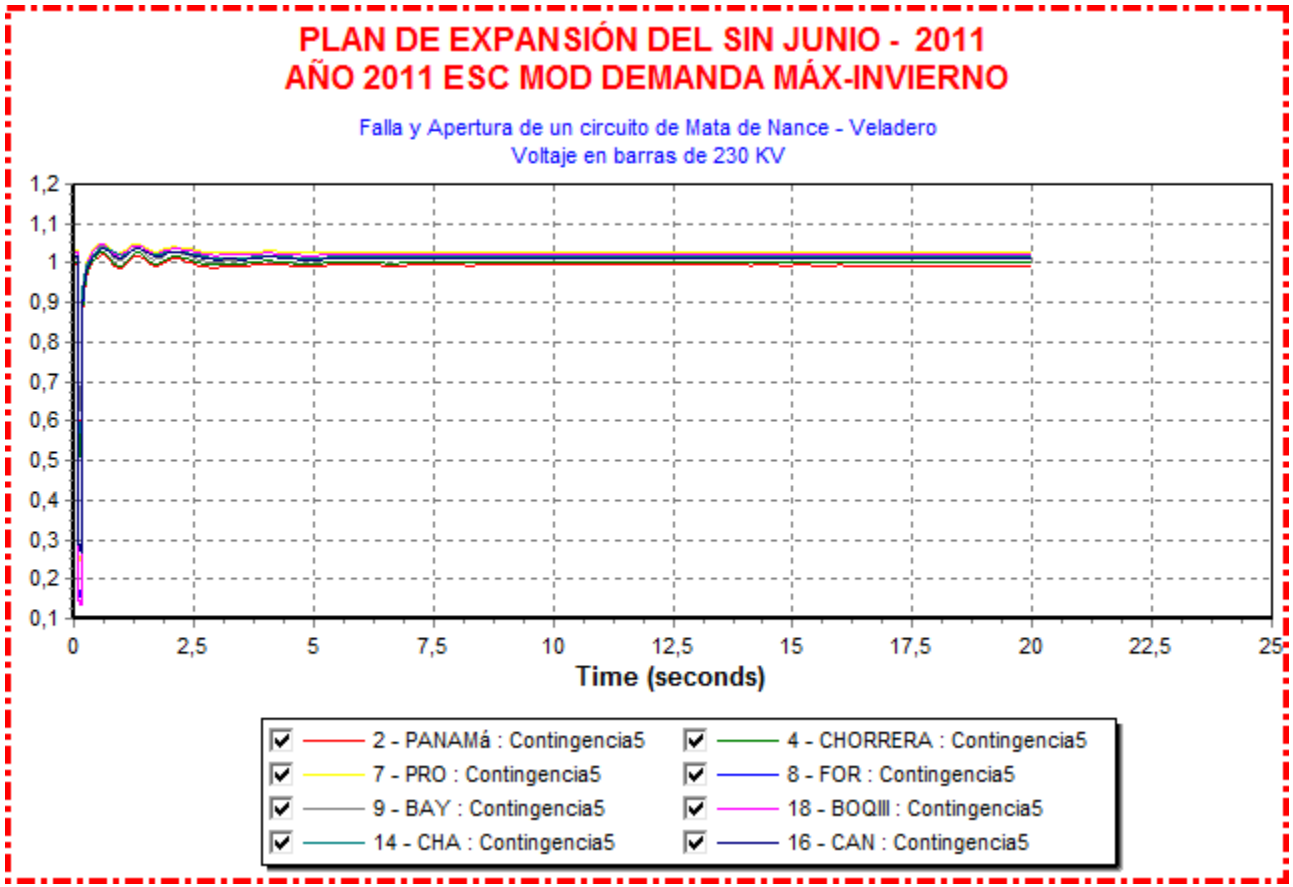

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2011 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Veladero
Voltaje en barras de 230 KV
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PANAMá : Contingencia4
4 - CHORRERA : Contingencia4
7 - PRO : Contingencia4
11 - GUA : Contingencia4
14 - CHA : Contingencia4
17 - BAI : Contingencia4
18 - BOQIII : Contingencia4
8 - FOR : Contingencia4

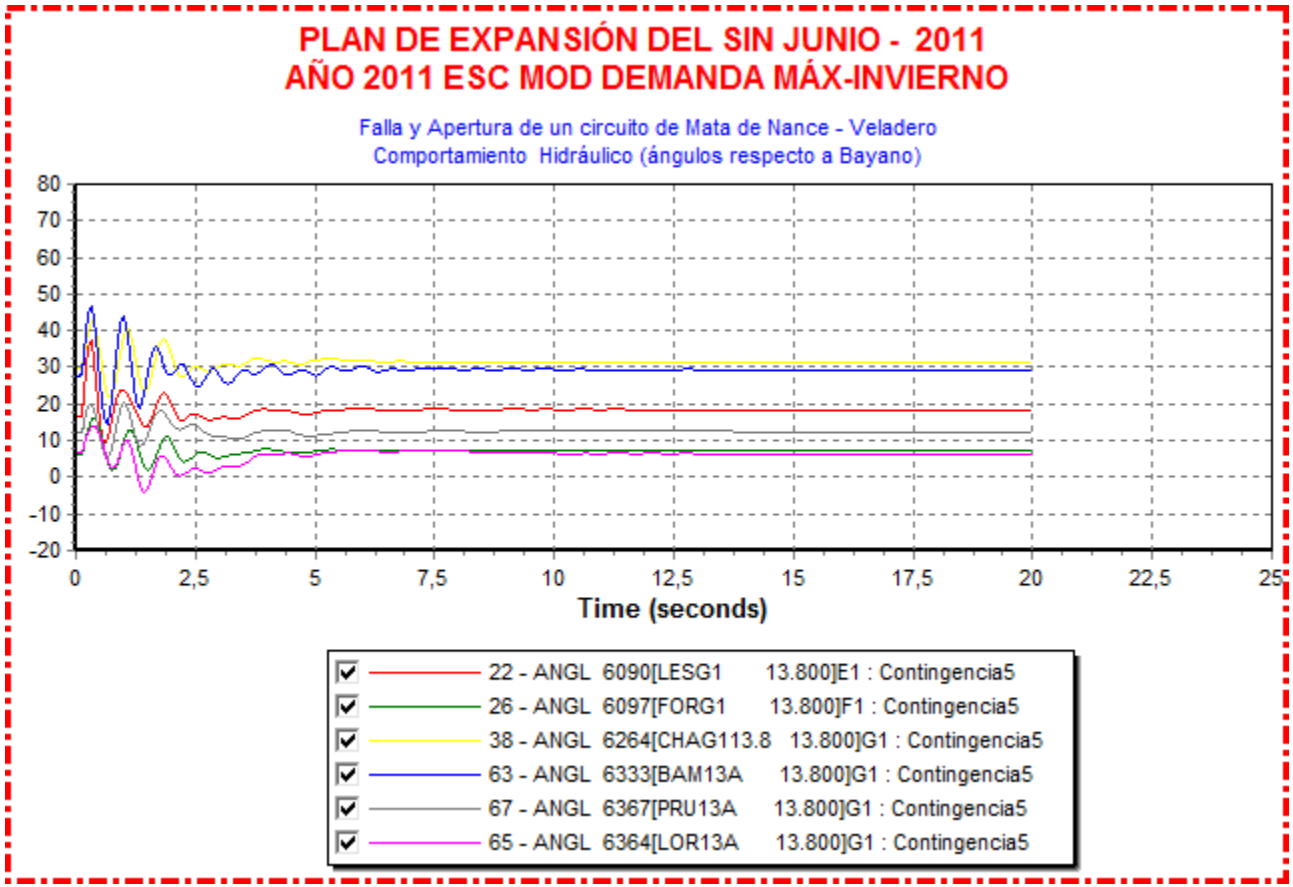

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2011 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Veladero
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
24 - ANGL 6094[LVAG1 13.800]L1 : Contingencia4
26 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : Contingencia4
38 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : Contingencia4
63 - ANGL 6333[BAM13A 13.800]G1 : Contingencia4
67 - ANGL 6367[PRU13A 13.800]G1 : Contingencia4
65 - ANGL 6364[LOR13A 13.800]G1 : Contingencia4

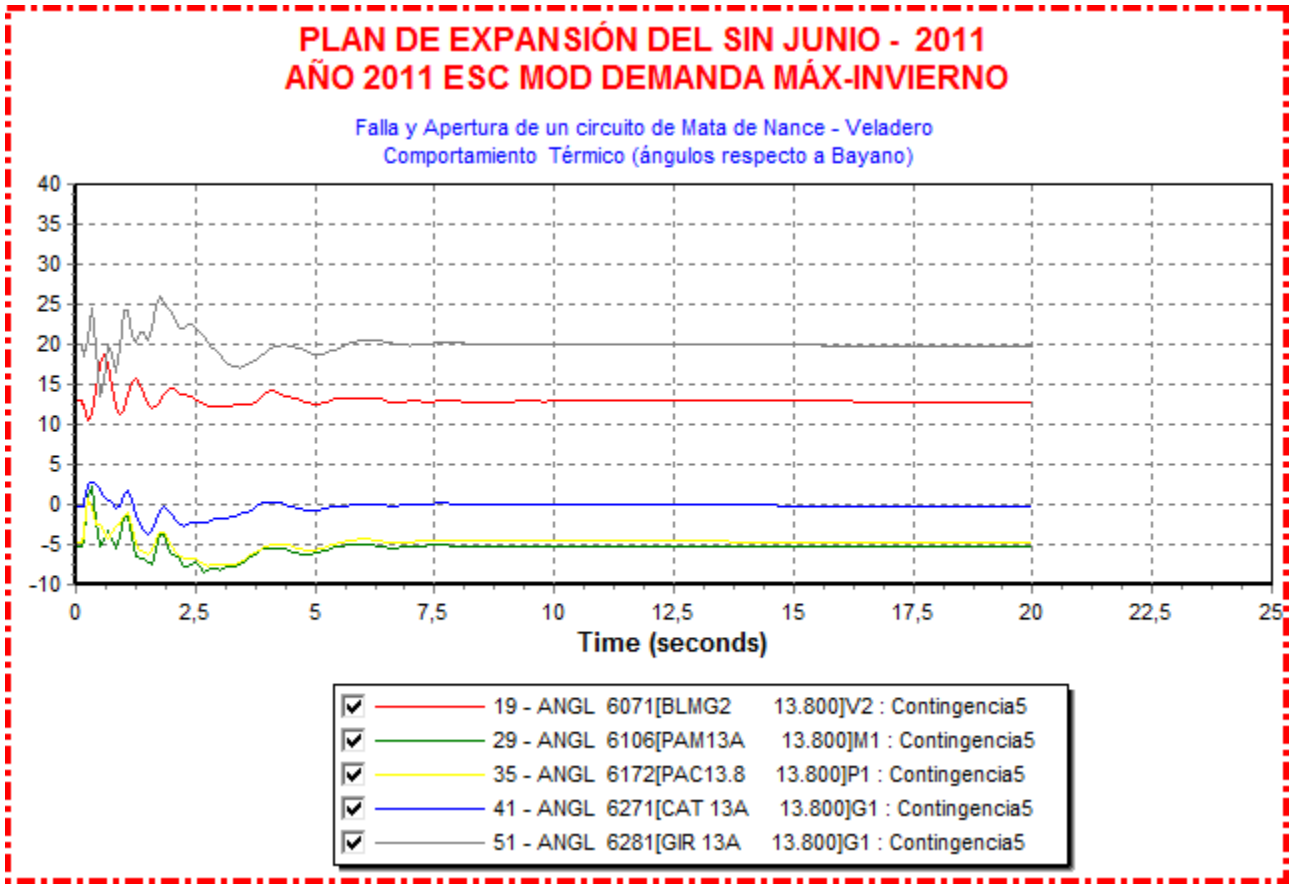

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2011 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
35
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
19 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Contingencia4
35 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Contingencia4
29 - ANGL 6106[PAM13A 13.800]M1 : Contingencia4
41 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Contingencia4
51 - ANGL 6281[GIR 13A 13.800]G1 : Contingencia4

Contingencia 5: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance – Veladero



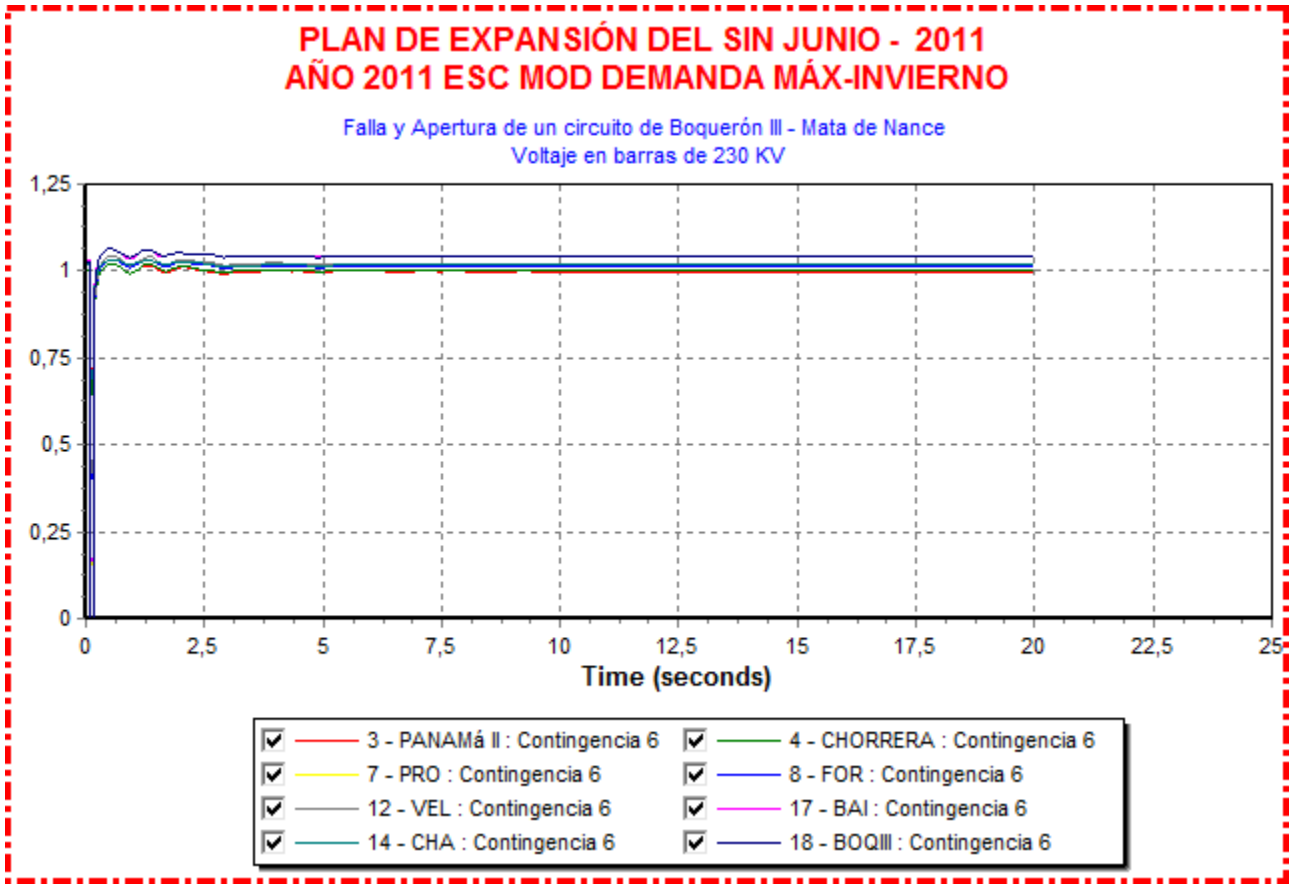

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2011 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance - Veladero
Voltaje en barras de 230 KV
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PANAMá : Contingencia5
4 - CHORRERA : Contingencia5
7 - PRO : Contingencia5
8 - FOR : Contingencia5
9 - BAY : Contingencia5
18 - BOQIII : Contingencia5
14 - CHA : Contingencia5
16 - CAN : Contingencia5

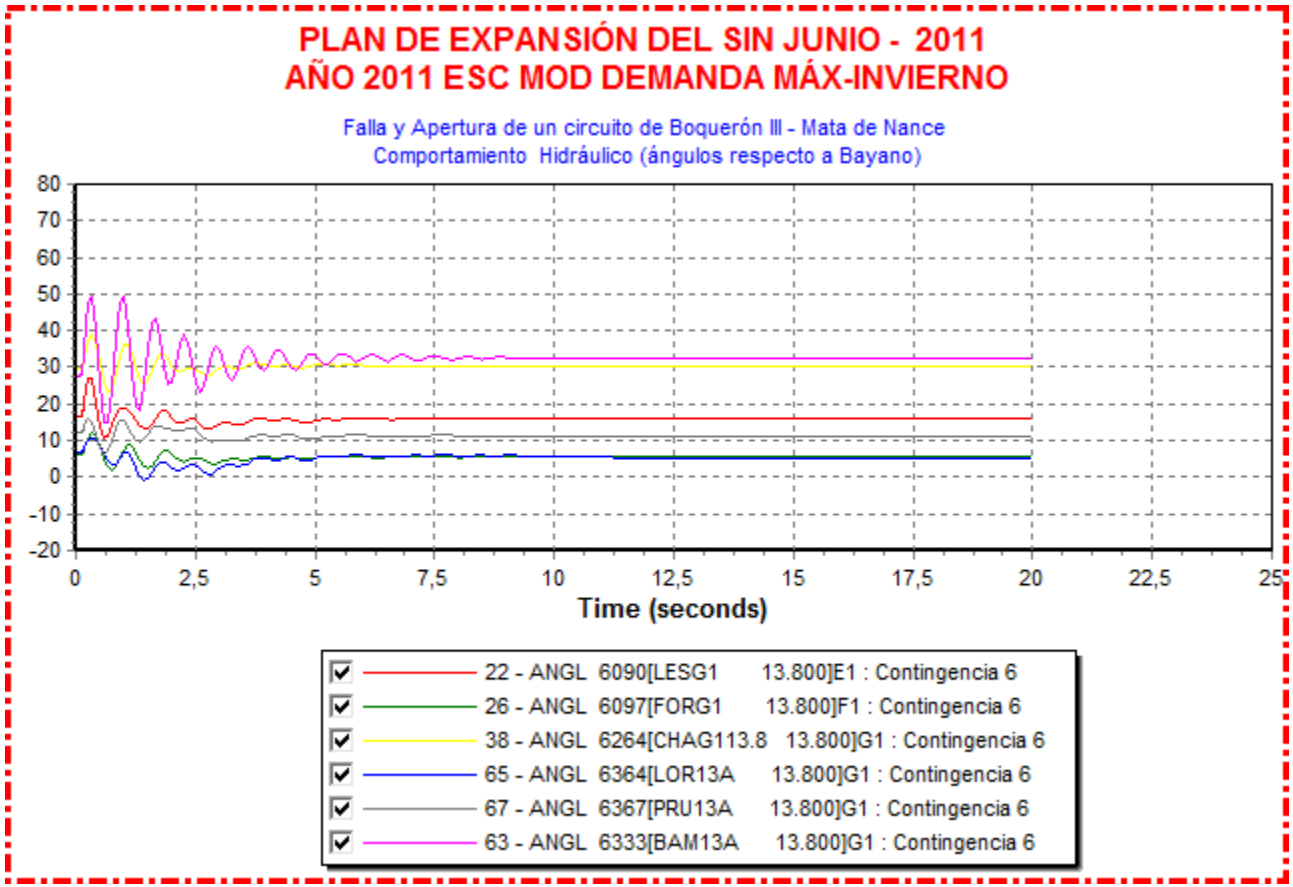

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2011 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance - Veladero
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-10
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
22 - ANGL 6090[LESG1 13.800]E1 : Contingencia5
26 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : Contingencia5
38 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : Contingencia5
63 - ANGL 6333[BAM13A 13.800]G1 : Contingencia5
67 - ANGL 6367[PRU13A 13.800]G1 : Contingencia5
65 - ANGL 6364[LOR13A 13.800]G1 : Contingencia5

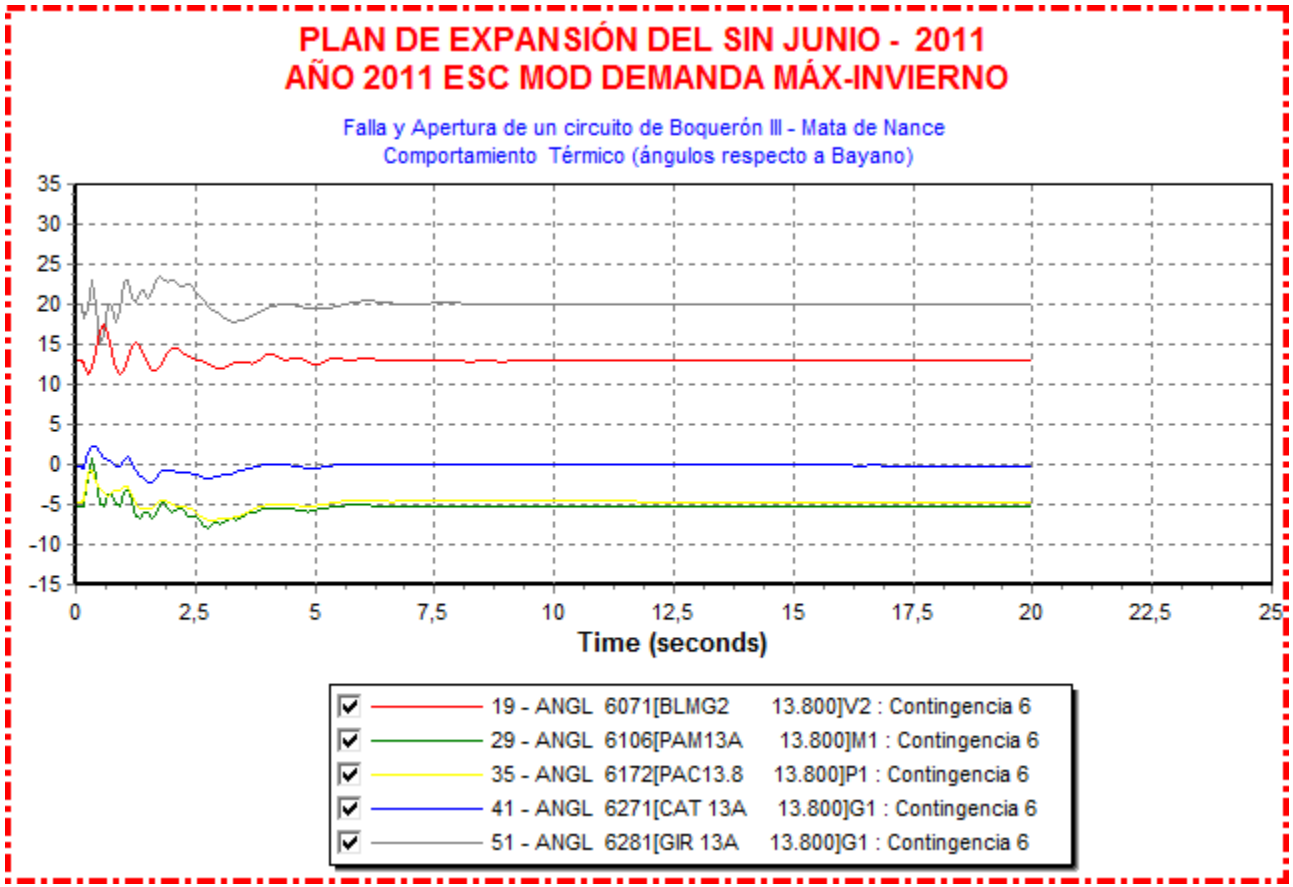

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2011 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance - Veladero
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
40
35
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
19 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Contingencia5
29 - ANGL 6106[PAM13A 13.800]M1 : Contingencia5
35 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Contingencia5
41 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Contingencia5
51 - ANGL 6281[GIR 13A 13.800]G1 : Contingencia5

Contingencia 6: Falla y Apertura de un circuito de Boquerón III - Mata de Nance




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2011 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito de Boquerón III - Mata de Nance
Voltaje en barras de 230 KV
1,25
1
0,75
0,5
0,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
3 - PANAMá II : Contingencia 6
4 - CHORRERA : Contingencia 6
7 - PRO : Contingencia 6
8 - FOR : Contingencia 6
12 - VEL : Contingencia 6
17 - BAI : Contingencia 6
14 - CHA : Contingencia 6
18 - BOQIII : Contingencia 6


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2011 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito de Boquerón III - Mata de Nance
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-10
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
22 - ANGL 6090[LESG1 13.800]E1 : Contingencia 6
26 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : Contingencia 6
38 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : Contingencia 6
65 - ANGL 6364[LOR13A 13.800]G1 : Contingencia 6
67 - ANGL 6367[PRU13A 13.800]G1 : Contingencia 6
63 - ANGL 6333[BAM13A 13.800]G1 : Contingencia 6

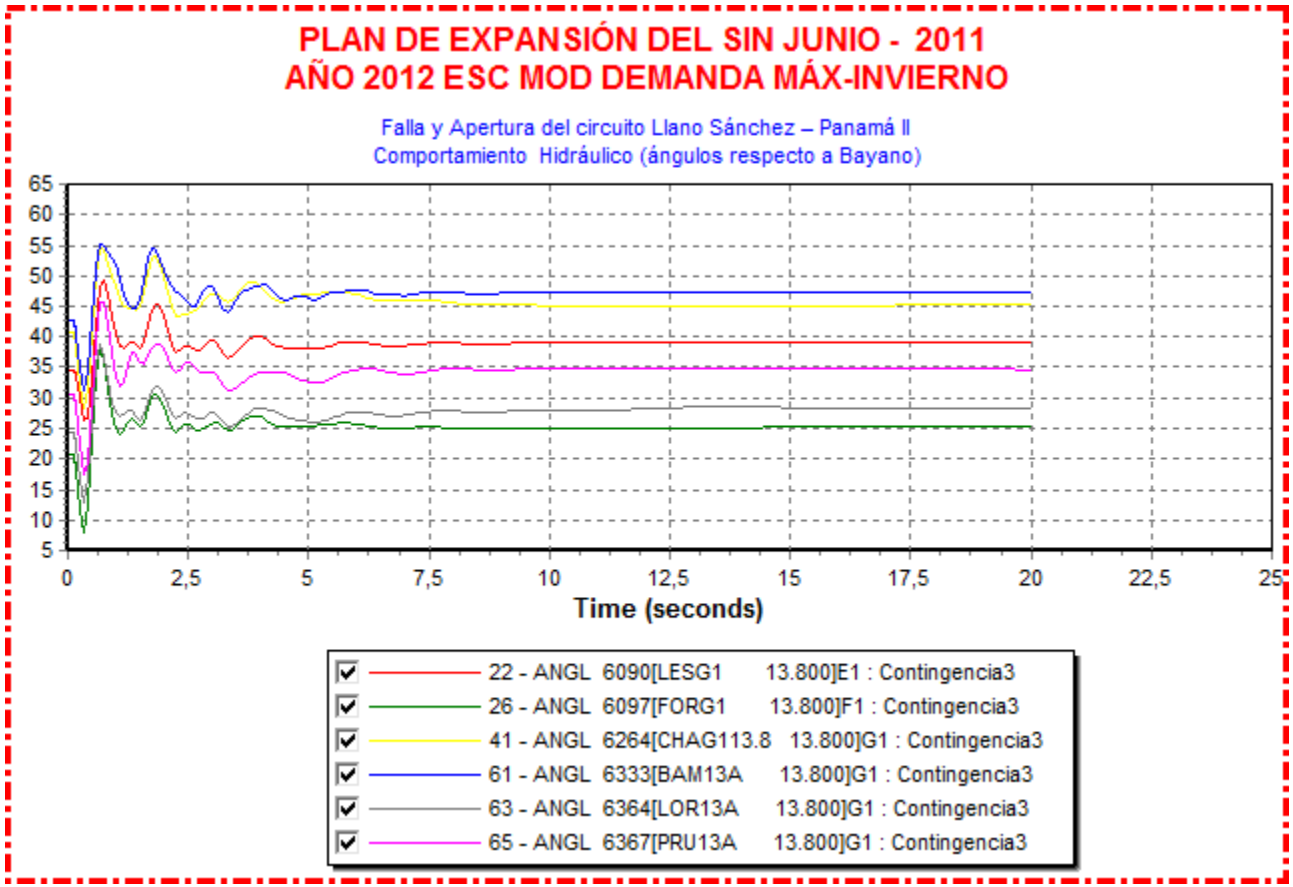

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2011 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito de Boquerón III - Mata de Nance
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
35
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
19 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Contingencia 6
29 - ANGL 6106[PAM13A 13.800]M1 : Contingencia 6
35 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Contingencia 6
41 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Contingencia 6
51 - ANGL 6281[GIR 13A 13.800]G1 : Contingencia 6

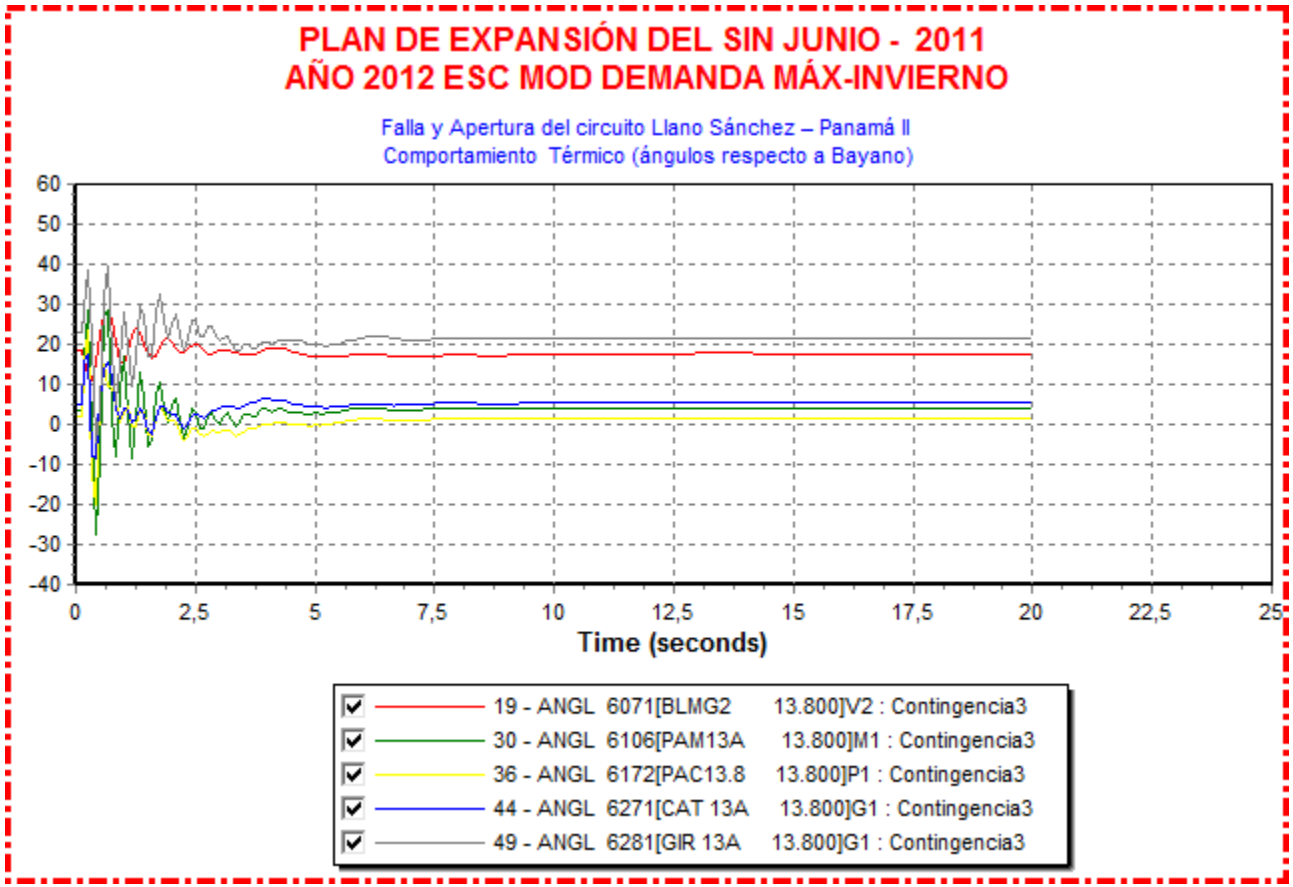
Año 2012

Contingencia 3: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – Panamá II

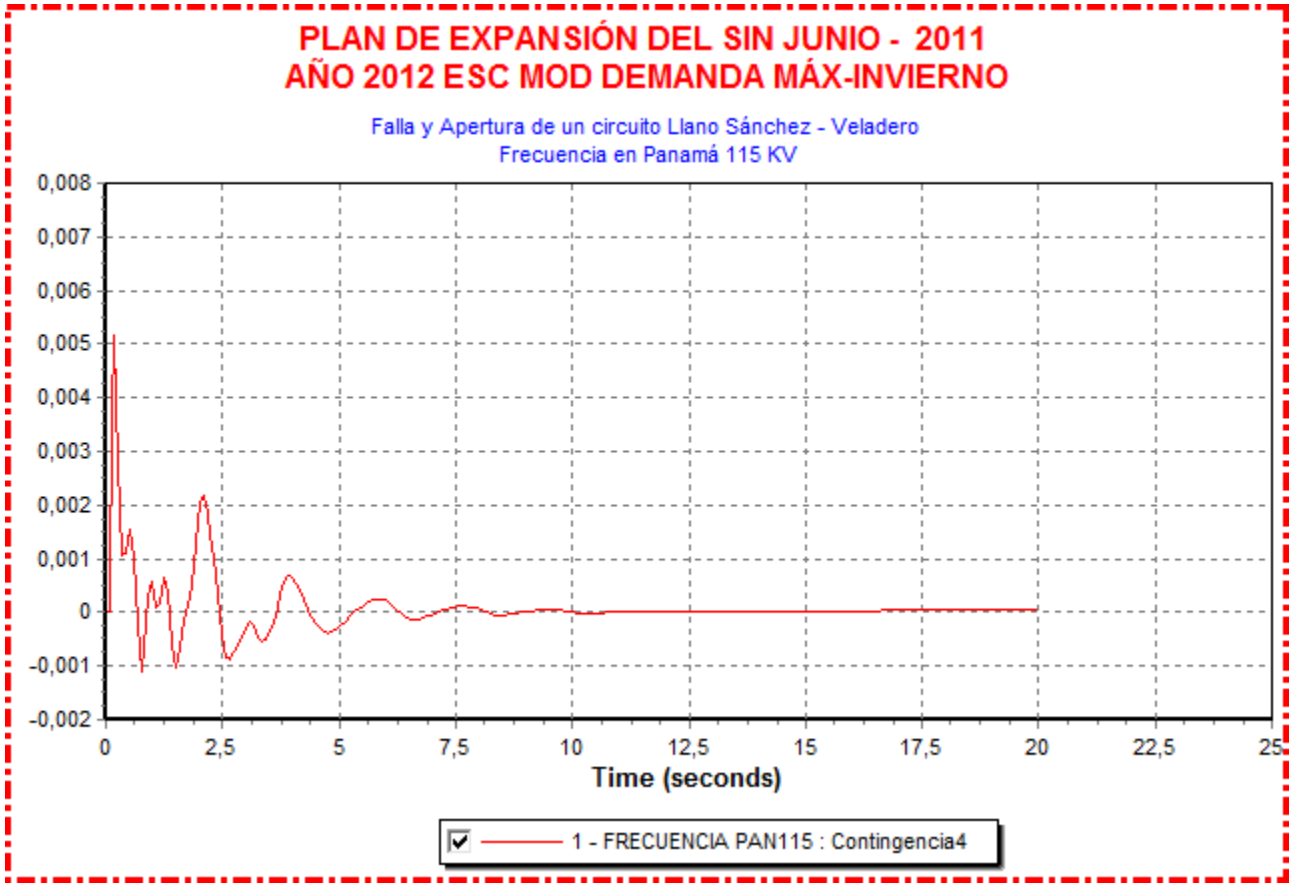


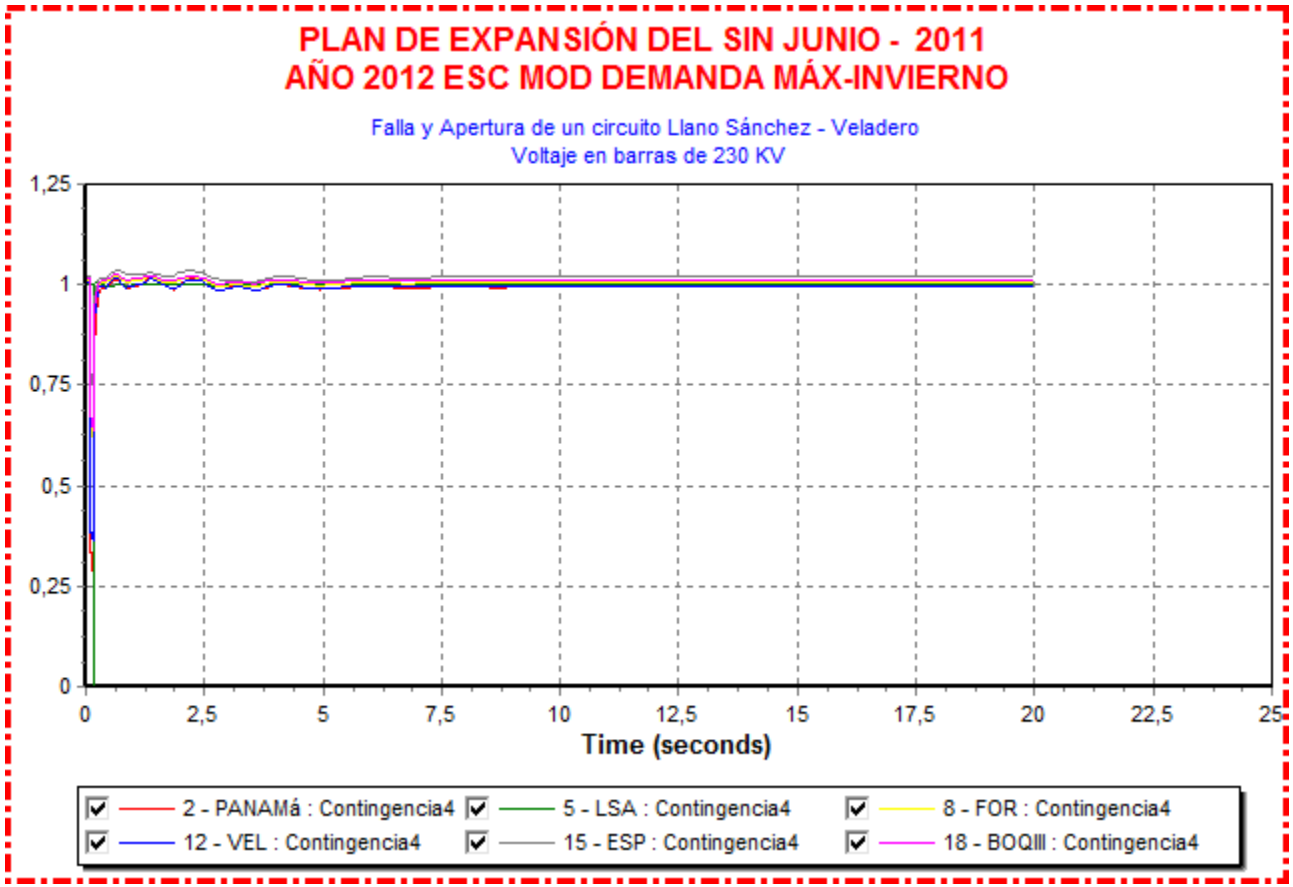

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – Panamá II
Voltaje en barras de 230 KV
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PANAMá : Contingencia3
4 - CHORRERA : Contingencia3
8 - FOR : Contingencia3
12 - VEL : Contingencia3
14 - CHA : Contingencia3
16 - CAN : Contingencia3
18 - BOQIII : Contingencia3
17 - BAI : Contingencia3

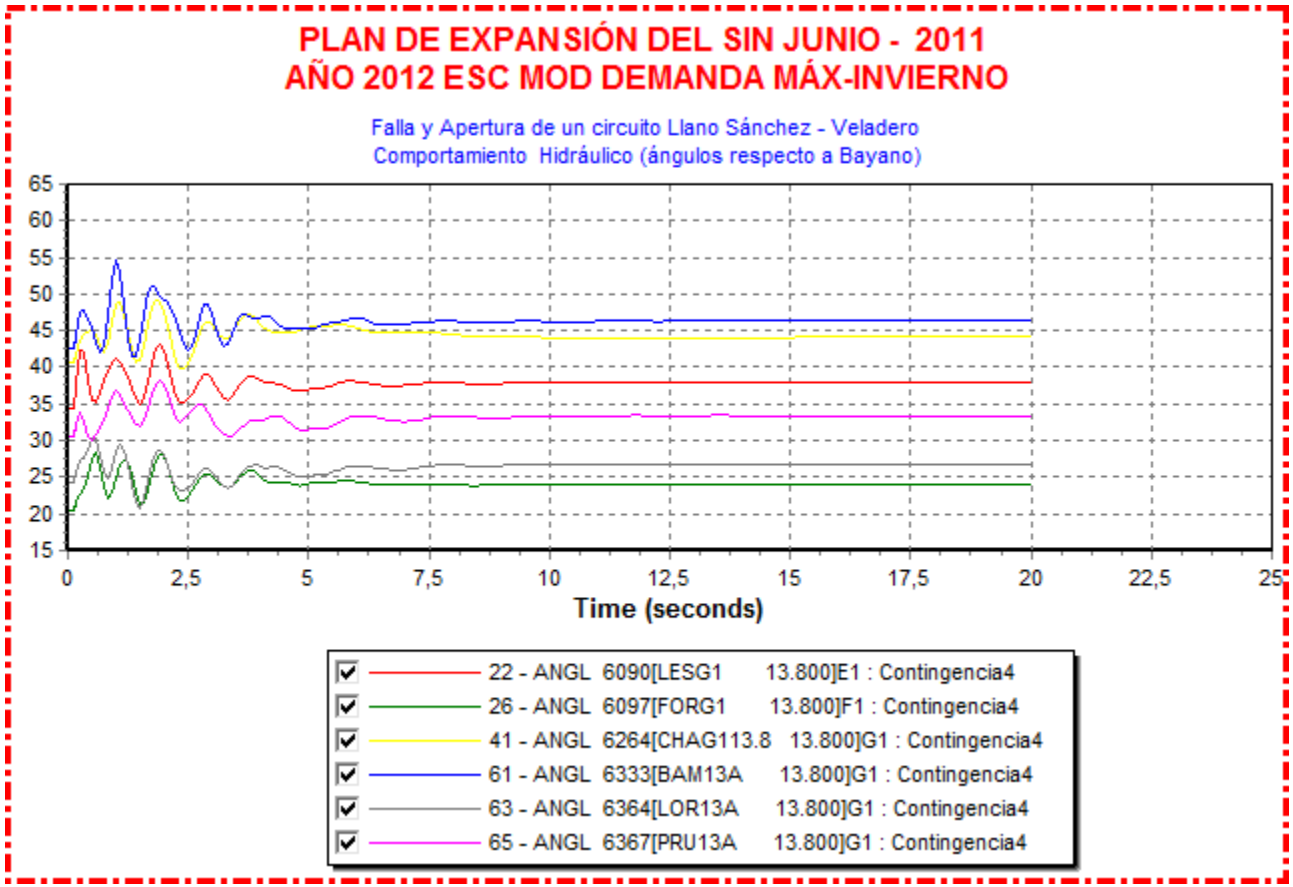

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – Panamá II
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
22 - ANGL 6090[LESG1 13.800]E1 : Contingencia3
26 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : Contingencia3
41 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : Contingencia3
61 - ANGL 6333[BAM13A 13.800]G1 : Contingencia3
63 - ANGL 6364[LOR13A 13.800]G1 : Contingencia3
65 - ANGL 6367[PRU13A 13.800]G1 : Contingencia3

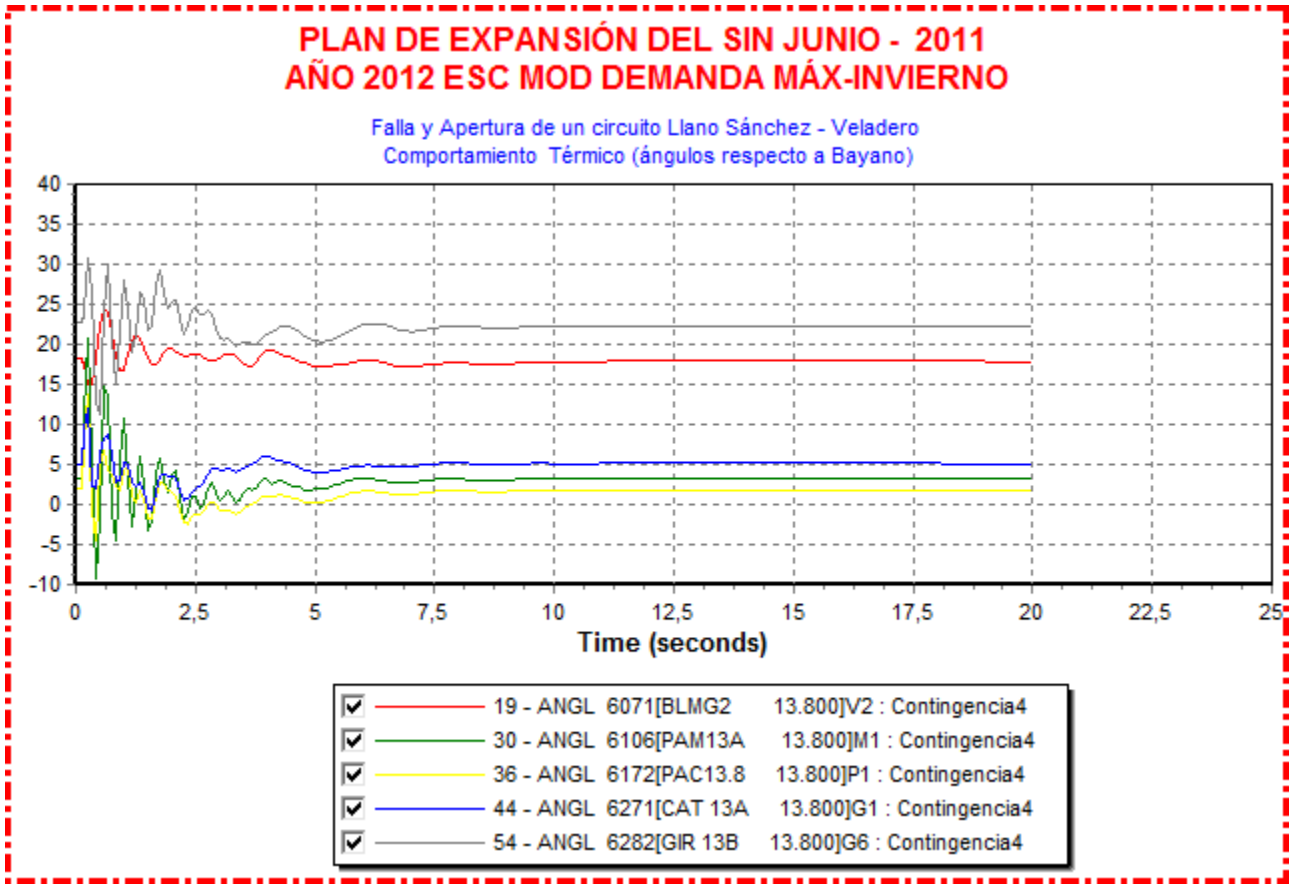

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – Panamá II
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
60
50
40
30
20
10
0
-10
-20
-30
-40
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
19 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Contingencia3
30 - ANGL 6106[PAM13A 13.800]M1 : Contingencia3
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Contingencia3
44 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Contingencia3
49 - ANGL 6281[GIR 13A 13.800]G1 : Contingencia3

Contingencia 4: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Veladero

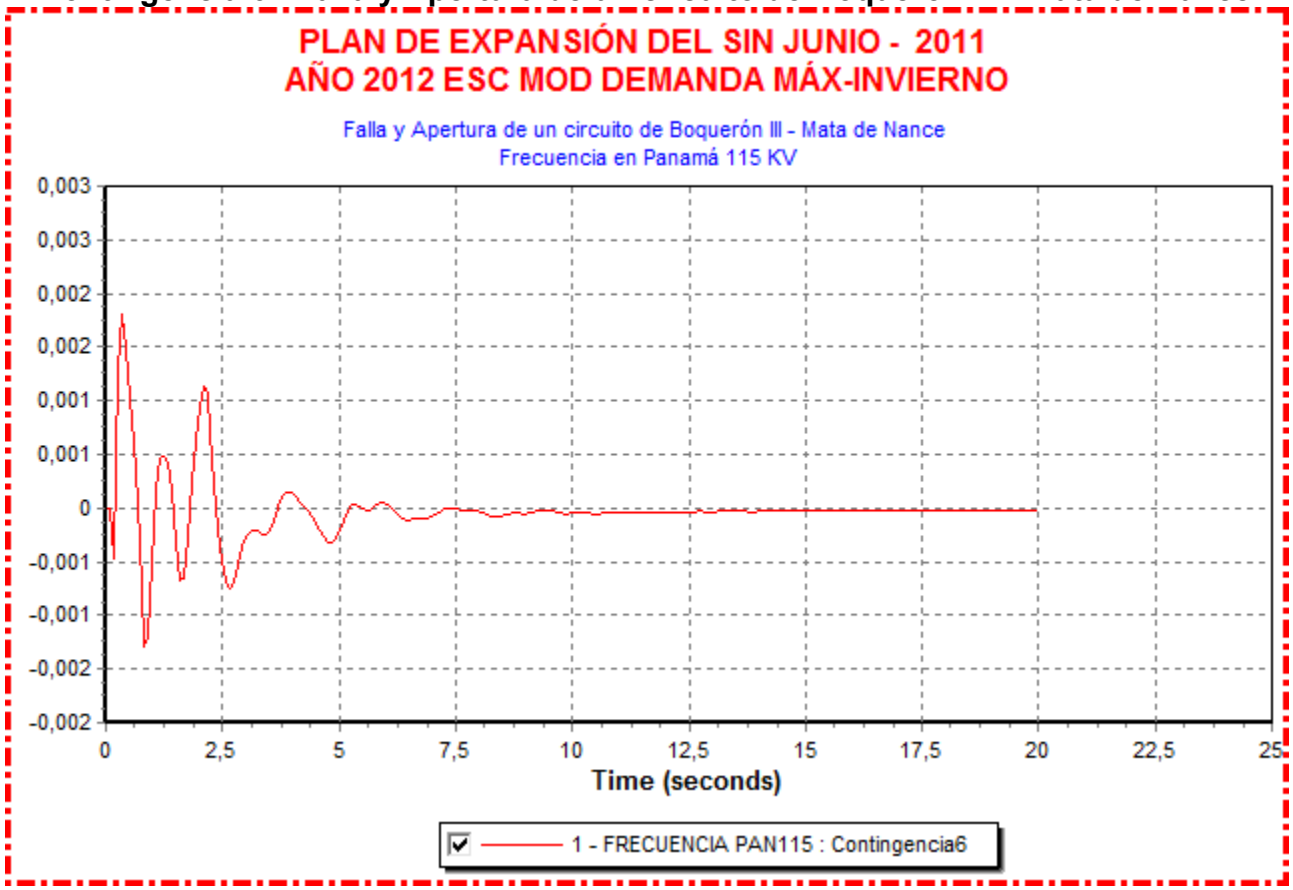


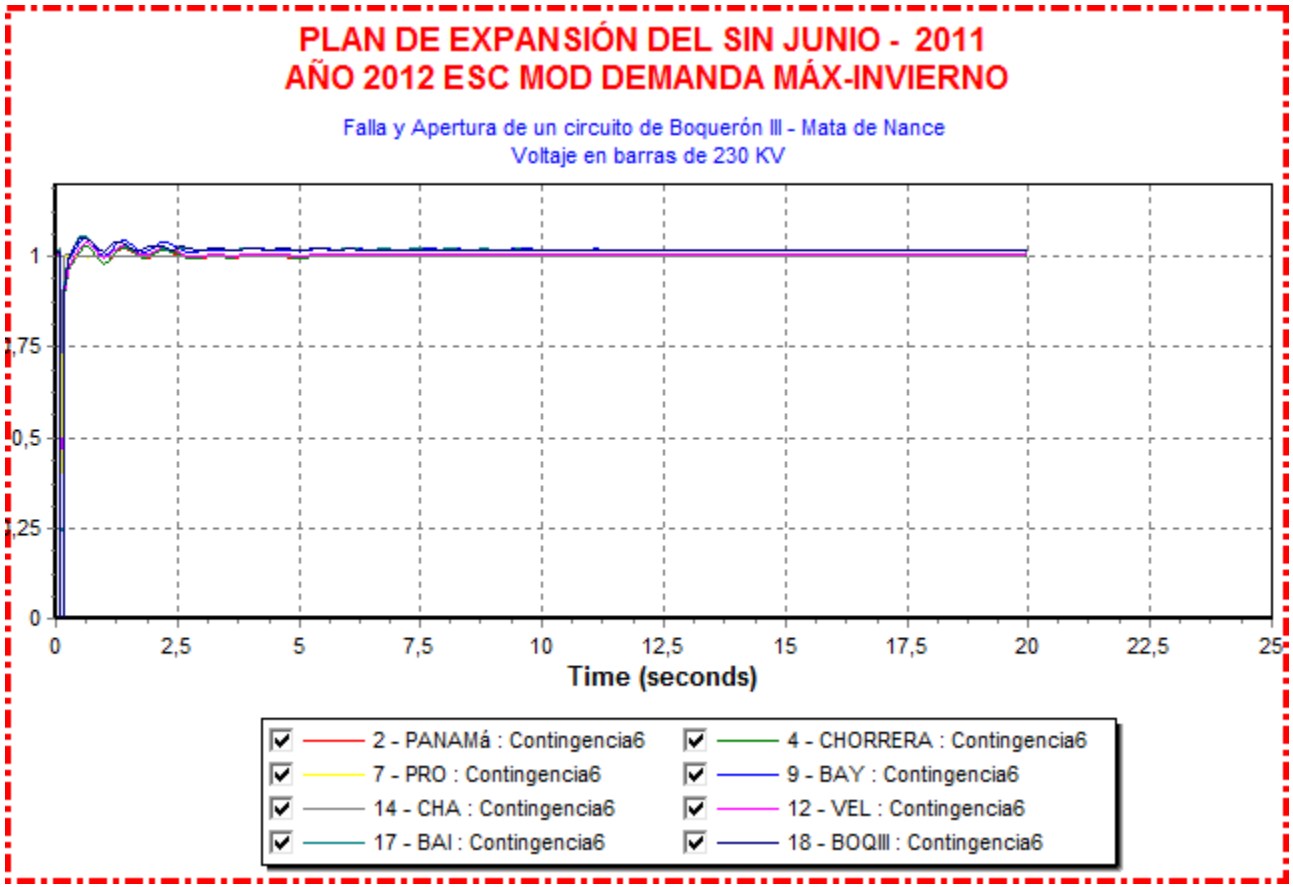

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Voltaje en barras de 230 KV
1,25
1
0,75
0,5
0,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PANAMá : Contingencia4
5 - LSA : Contingencia4
8 - FOR : Contingencia4
12 - VEL : Contingencia4
15 - ESP : Contingencia4
18 - BOQIII : Contingencia4

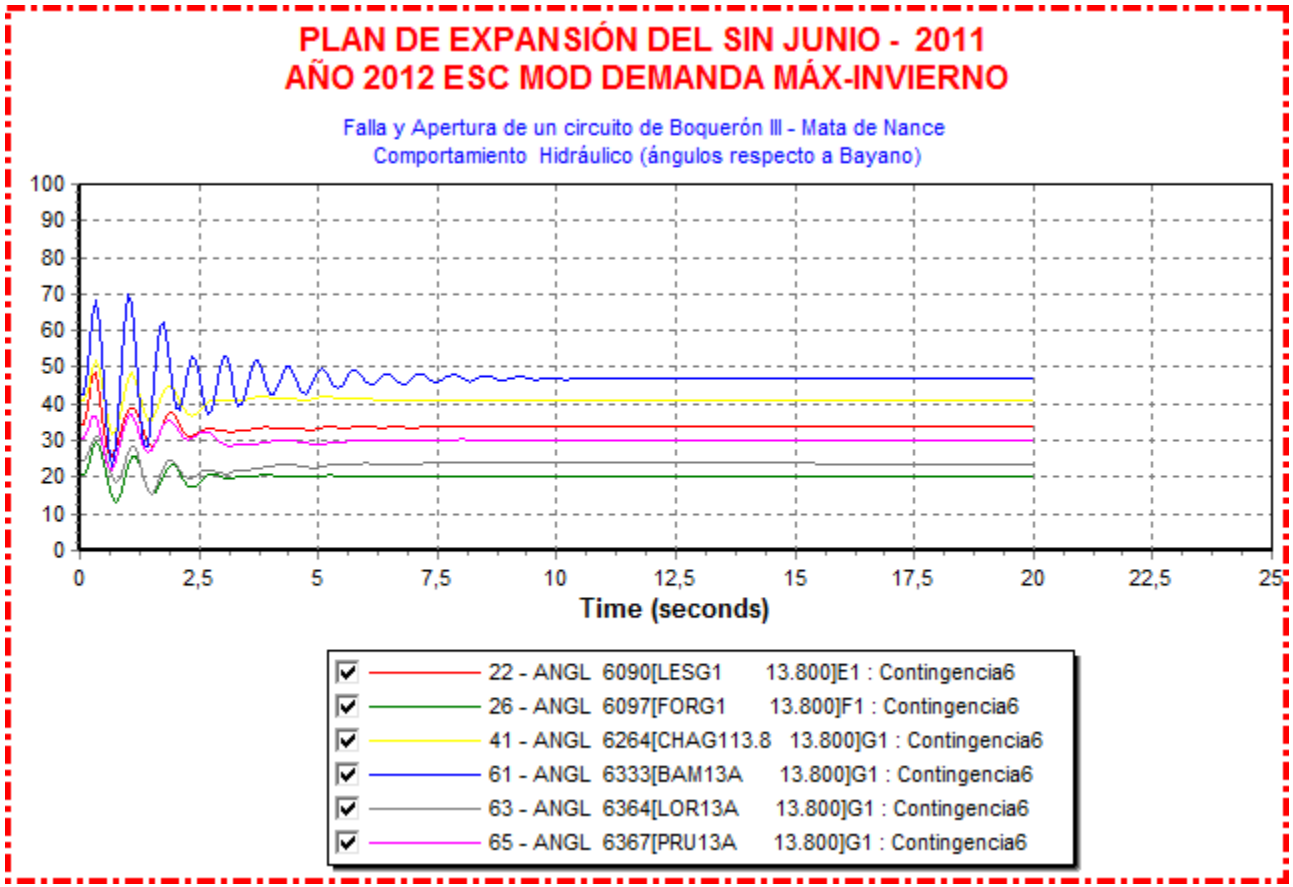

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
22 - ANGL 6090[LESG1 13.800]E1 : Contingencia4
26 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : Contingencia4
41 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : Contingencia4
61 - ANGL 6333[BAM13A 13.800]G1 : Contingencia4
63 - ANGL 6364[LOR13A 13.800]G1 : Contingencia4
65 - ANGL 6367[PRU13A 13.800]G1 : Contingencia4

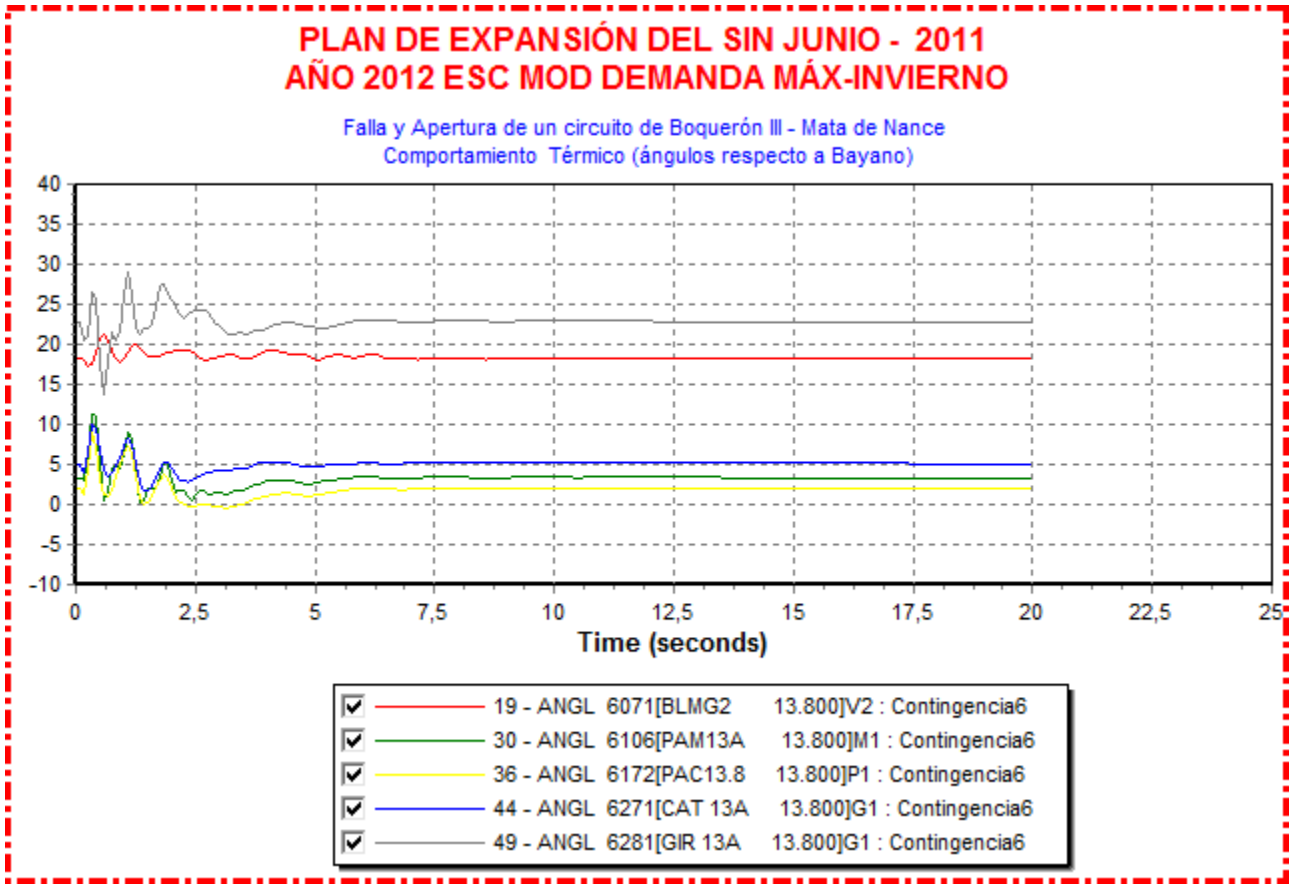

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
40
35
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
19 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Contingencia4
30 - ANGL 6106[PAM13A 13.800]M1 : Contingencia4
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Contingencia4
44 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Contingencia4
54 - ANGL 6282[GIR 13B 13.800]G6 : Contingencia4

Contingencia 6: Falla y Apertura de un circuito de Boquerón III - Mata de Nance

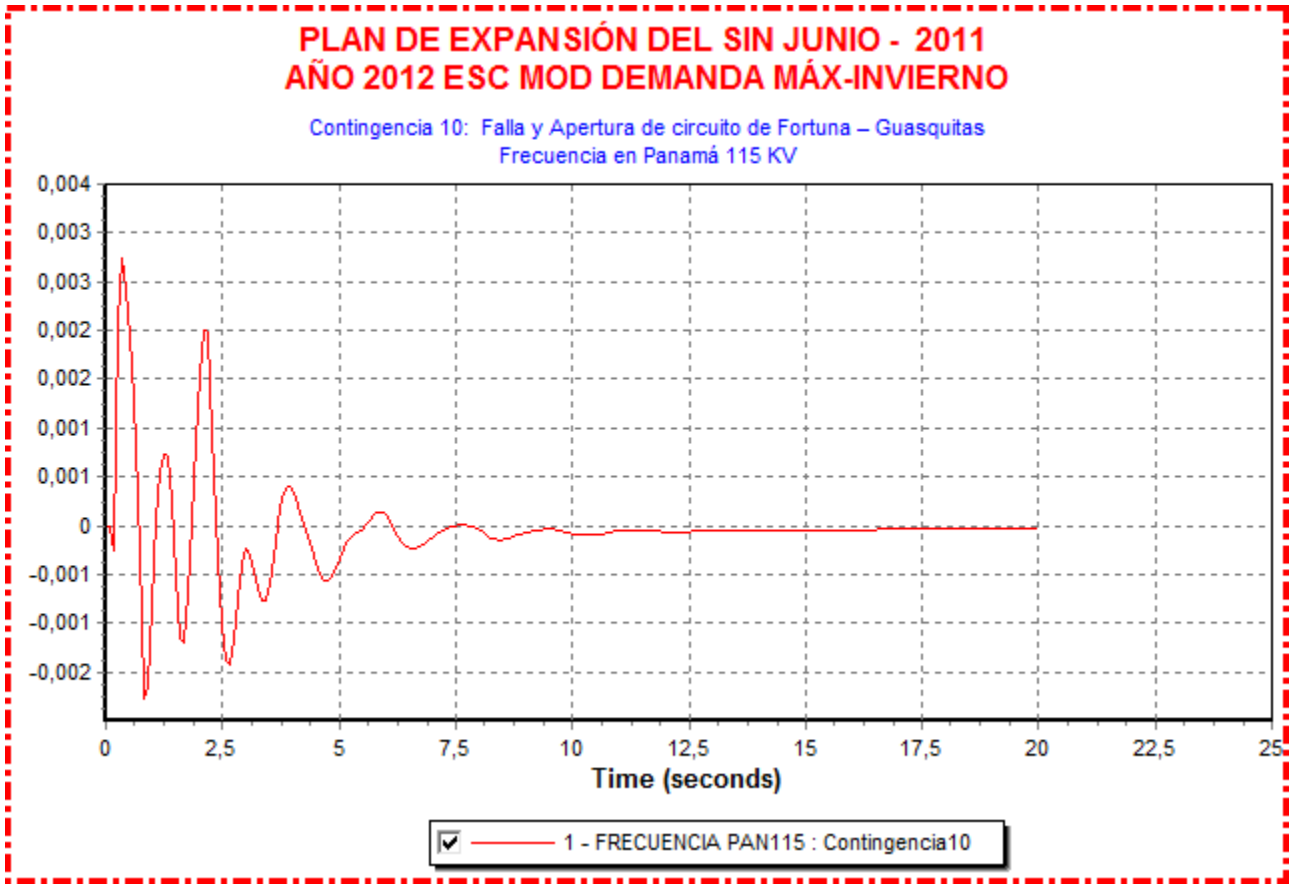


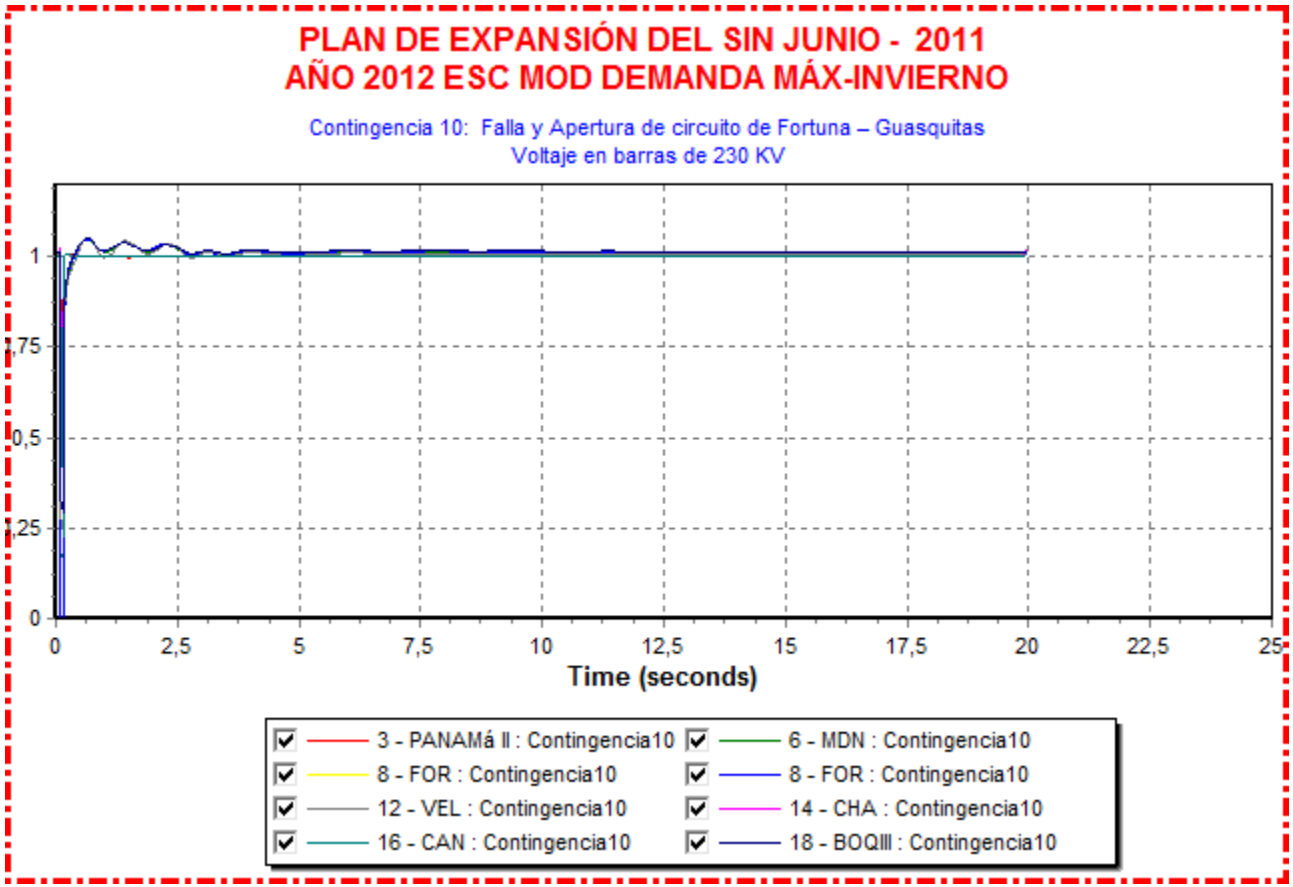

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito de Boquerón III - Mata de Nance
Voltaje en barras de 230 KV
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PANAMá : Contingencia6
4 - CHORRERA : Contingencia6
7 - PRO : Contingencia6
9 - BAY : Contingencia6
14 - CHA : Contingencia6
12 - VEL : Contingencia6
17 - BAI : Contingencia6
18 - BOQIII : Contingencia6

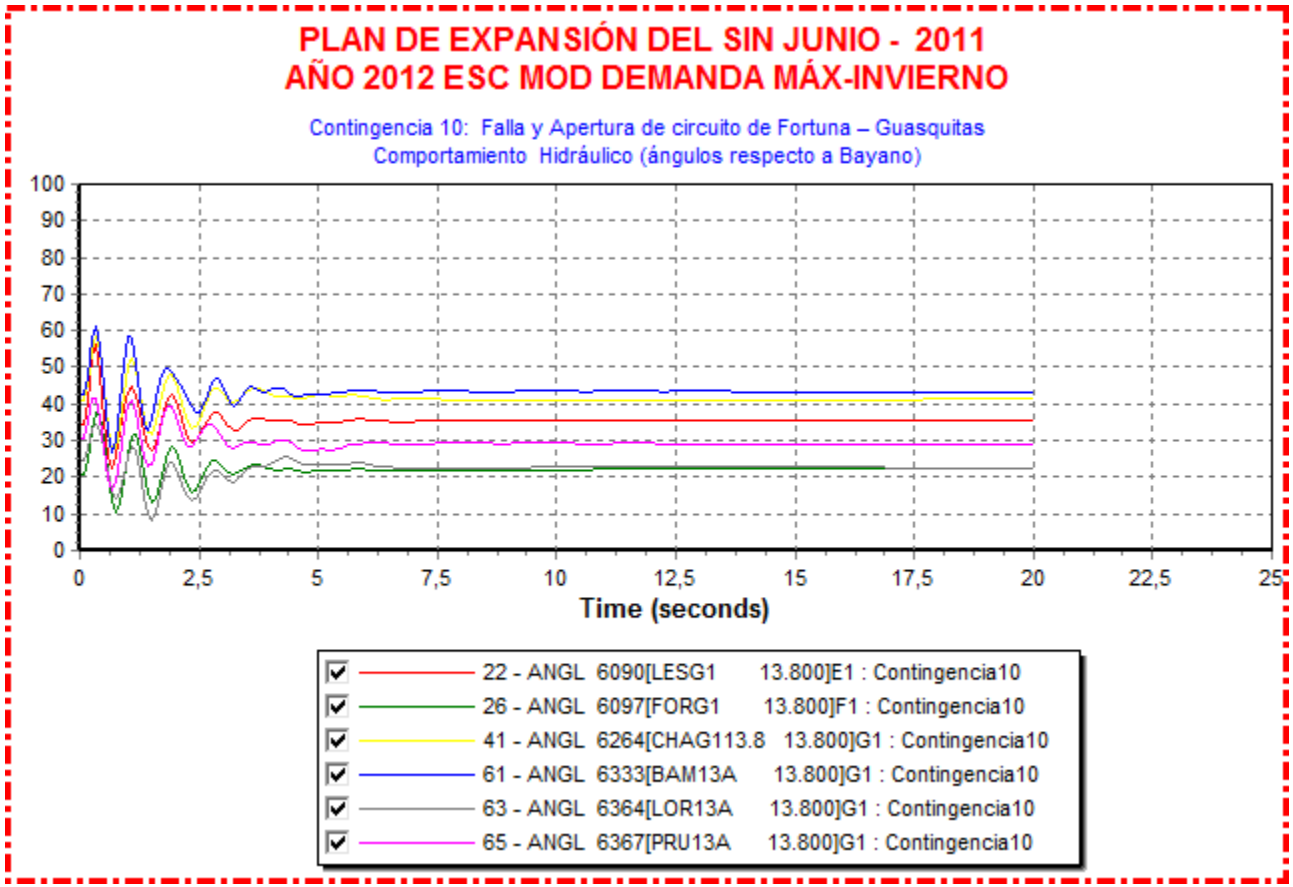

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito de Boquerón III - Mata de Nance
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
22 - ANGL 6090[LESG1 13.800]E1 : Contingencia6
26 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : Contingencia6
41 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : Contingencia6
61 - ANGL 6333[BAM13A 13.800]G1 : Contingencia6
63 - ANGL 6364[LOR13A 13.800]G1 : Contingencia6
65 - ANGL 6367[PRU13A 13.800]G1 : Contingencia6

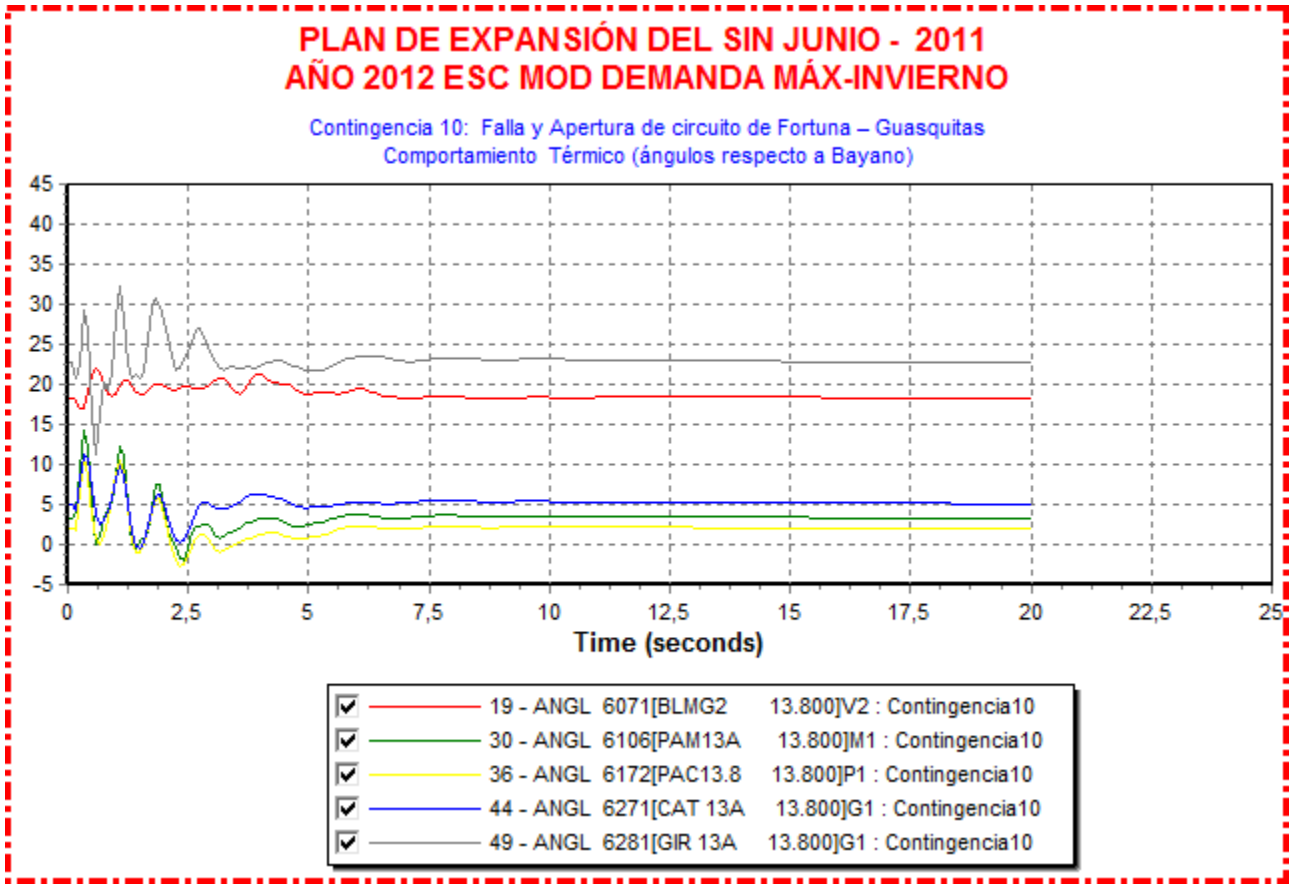

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito de Boquerón III - Mata de Nance
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
40
35
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
19 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Contingencia6
30 - ANGL 6106[PAM13A 13.800]M1 : Contingencia6
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Contingencia6
44 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Contingencia6
49 - ANGL 6281[GIR 13A 13.800]G1 : Contingencia6

Contingencia 10: Falla y Apertura de circuito de Fortuna – Guasquitas



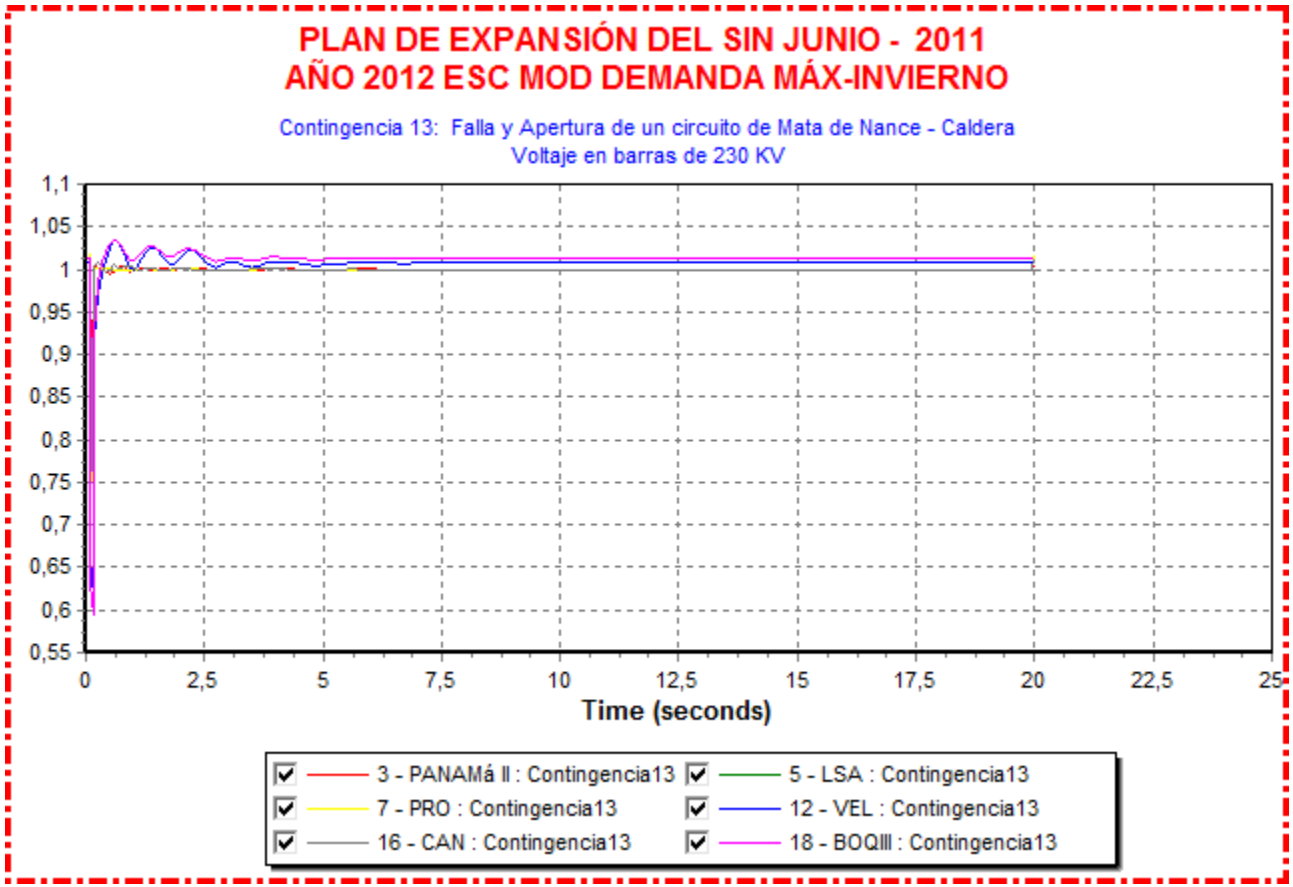

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Contingencia 10: Falla y Apertura de circuito de Fortuna – Guasquitas
Voltaje en barras de 230 KV
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
3 - PANAMá II : Contingencia10
6 - MDN : Contingencia10
8 - FOR : Contingencia10
8 - FOR : Contingencia10
12 - VEL : Contingencia10
14 - CHA : Contingencia10
16 - CAN : Contingencia10
18 - BOQIII : Contingencia10


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Contingencia 10: Falla y Apertura de circuito de Fortuna – Guasquitas
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
22 - ANGL 6090[LESG1 13.800]E1 : Contingencia10
26 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : Contingencia10
41 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : Contingencia10
61 - ANGL 6333[BAM13A 13.800]G1 : Contingencia10
63 - ANGL 6364[LOR13A 13.800]G1 : Contingencia10
65 - ANGL 6367[PRU13A 13.800]G1 : Contingencia10

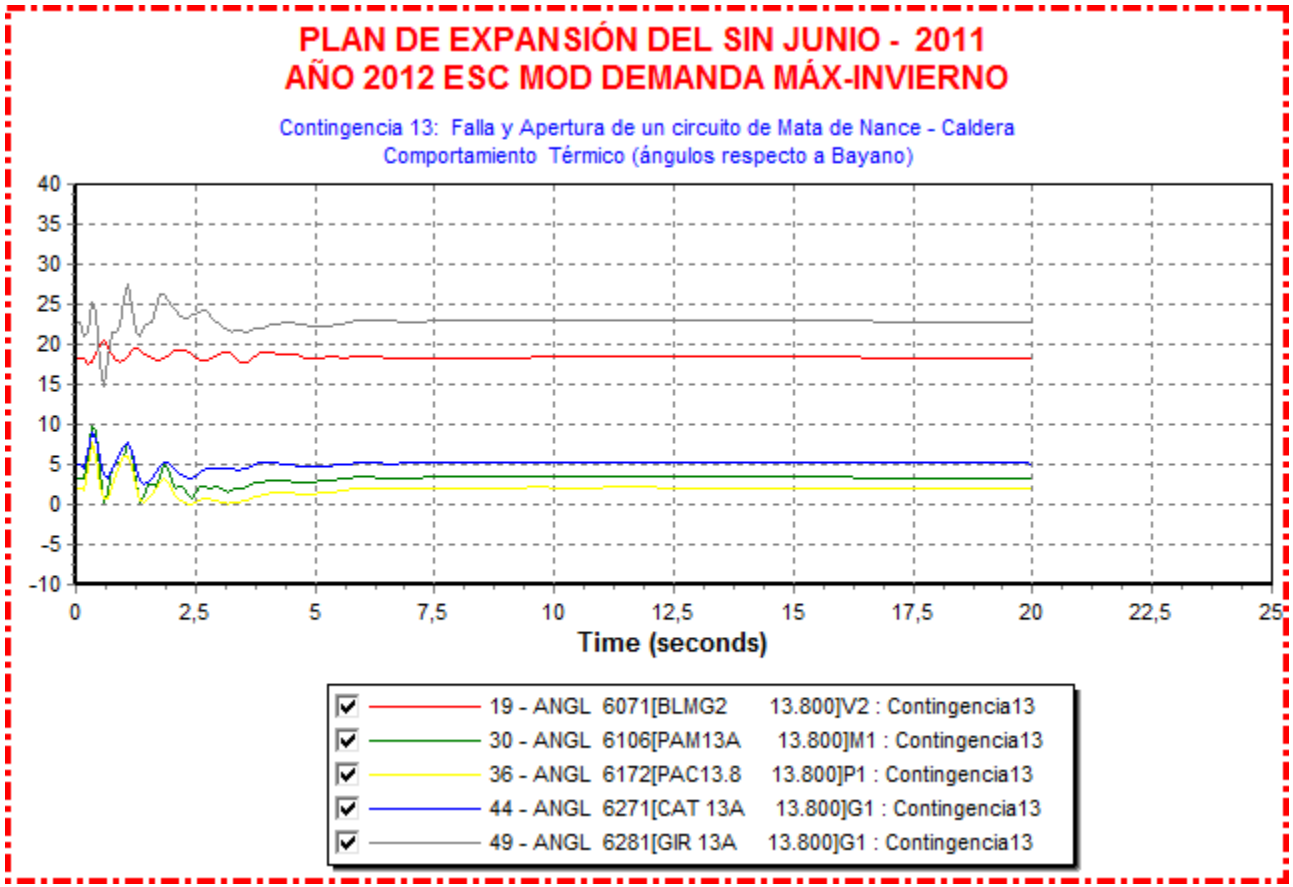

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Contingencia 10: Falla y Apertura de circuito de Fortuna – Guasquitas
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
-5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
19 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Contingencia10
30 - ANGL 6106[PAM13A 13.800]M1 : Contingencia10
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Contingencia10
44 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Contingencia10
49 - ANGL 6281[GIR 13A 13.800]G1 : Contingencia10

Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance - Caldera




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance - Caldera
Voltaje en barras de 230 KV
1,1
1,05
1
0,95
0,9
0,85
0,8
0,75
0,7
0,65
0,6
0,55
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
3 - PANAMá II : Contingencia13
5 - LSA : Contingencia13
7 - PRO : Contingencia13
12 - VEL : Contingencia13
16 - CAN : Contingencia13
18 - BOQIII : Contingencia13

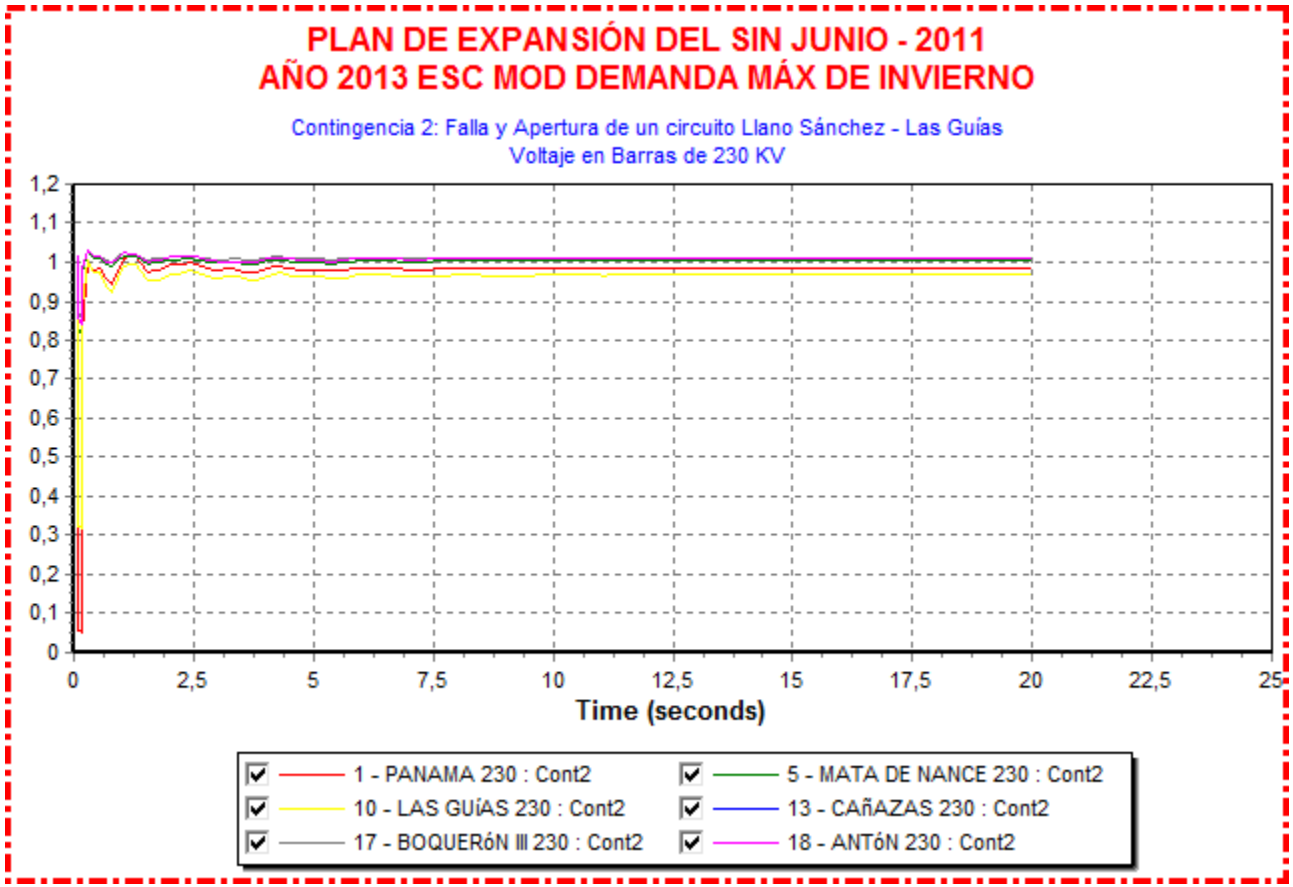

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance - Caldera
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
22 - ANGL 6090[LESG1 13.800]E1 : Contingencia13
26 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : Contingencia13
39 - ANGL 6176[ESTG1 13.800]E1 : Contingencia13
61 - ANGL 6333[BAM13A 13.800]G1 : Contingencia13
64 - ANGL 6365[LOR13B 13.800]G2 : Contingencia13

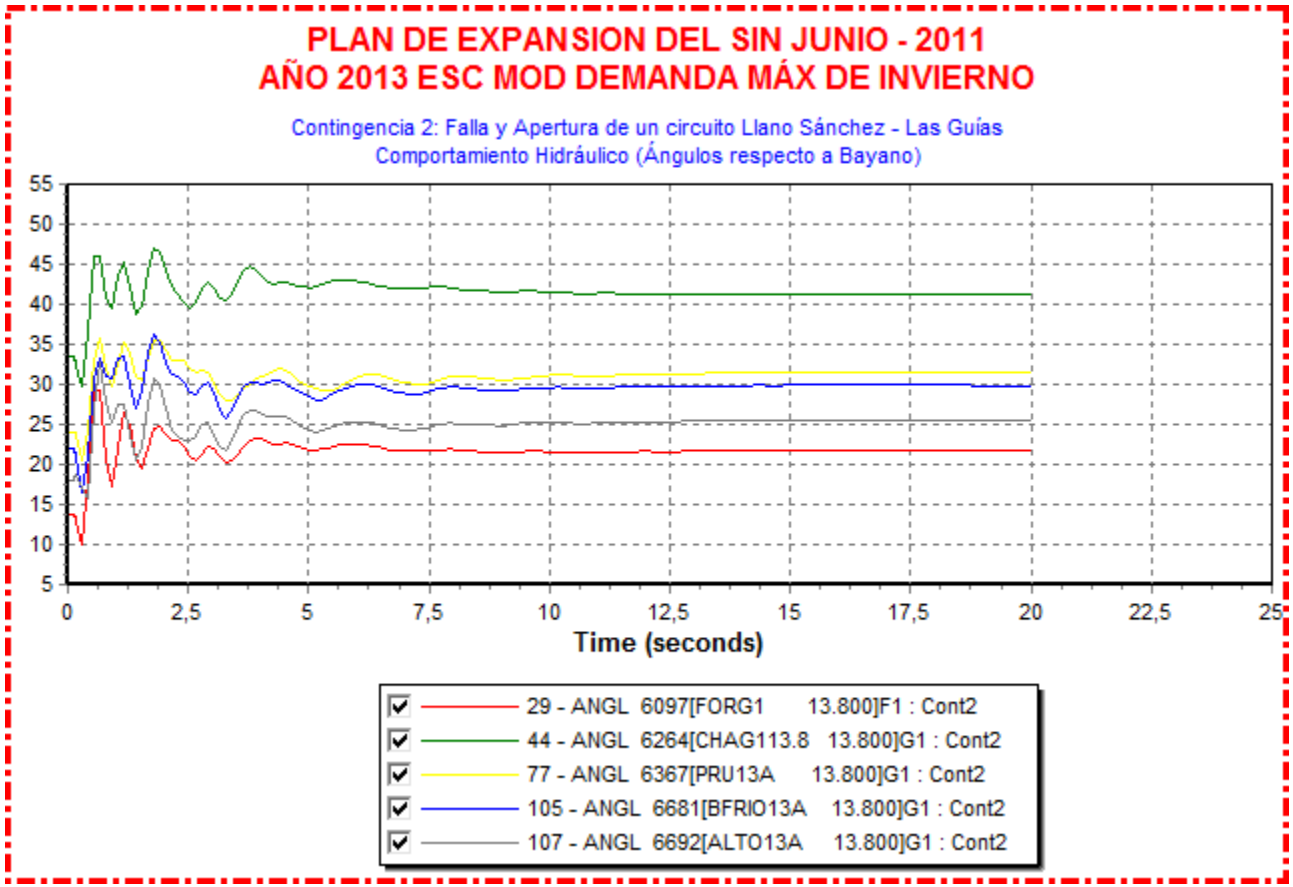

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2012 ESC MOD DEMANDA MÁX-INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance - Caldera
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
40
35
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
19 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Contingencia13
30 - ANGL 6106[PAM13A 13.800]M1 : Contingencia13
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Contingencia13
44 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Contingencia13
49 - ANGL 6281[GIR 13A 13.800]G1 : Contingencia13

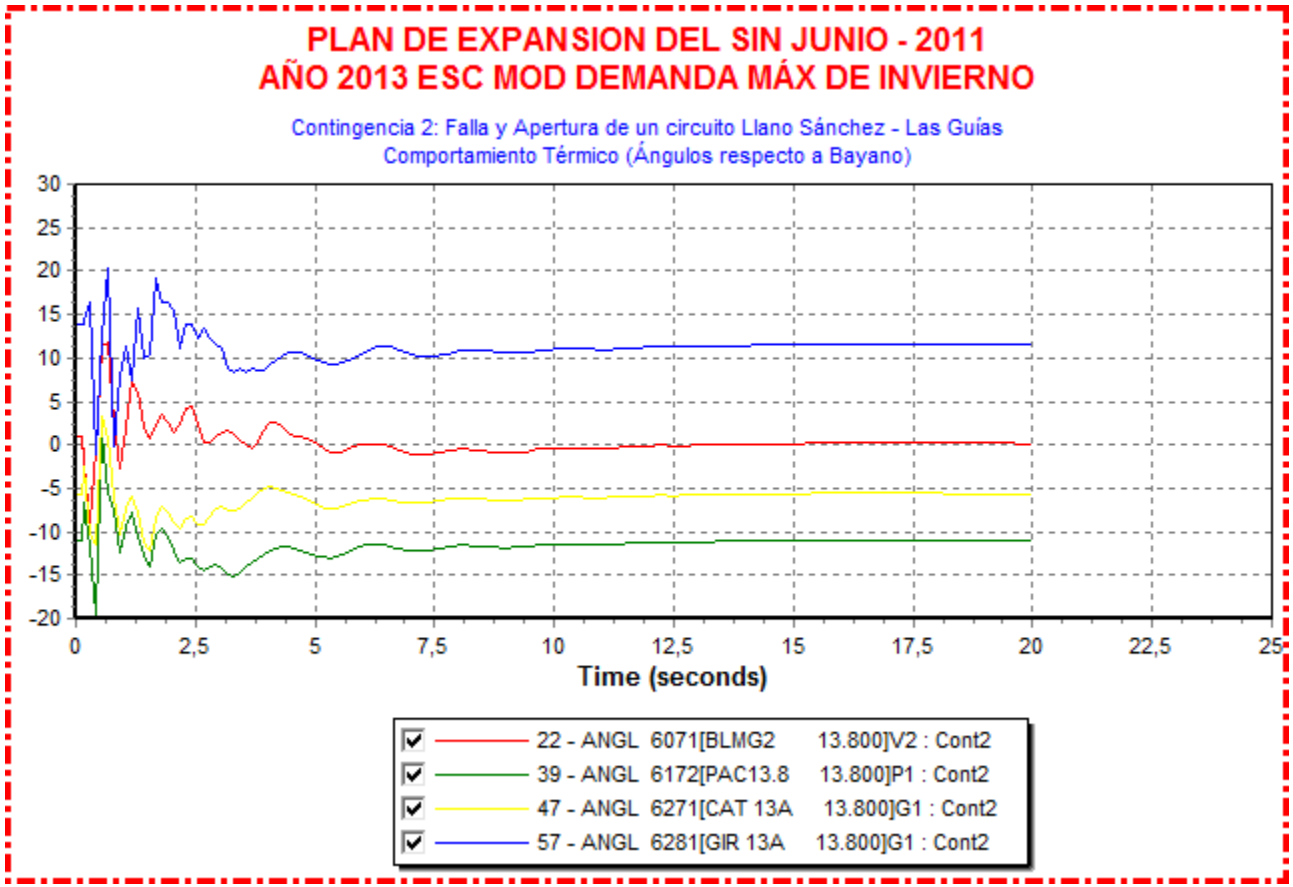
Año 2013

Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Las Guías




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Las Guías
Voltaje en Barras de 230 KV
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - PANAMA 230 : Cont2
5 - MATA DE NANCE 230 : Cont2
10 - LAS GUíAS 230 : Cont2
13 - CAñAZAS 230 : Cont2
17 - BOQUERóN III 230 : Cont2
18 - ANTóN 230 : Cont2

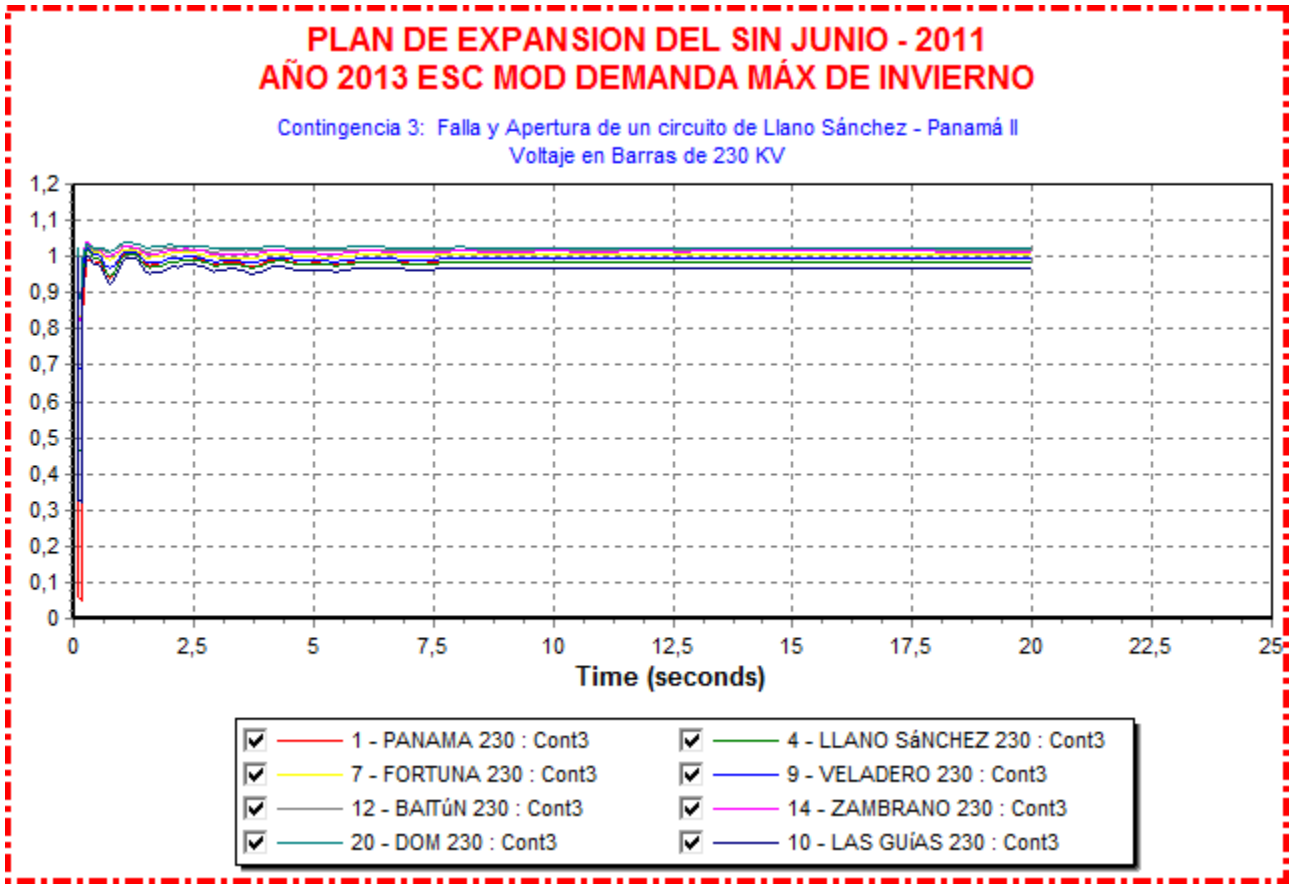

PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Las Guías
Comportamiento Hidráulico (Ángulos respecto a Bayano)
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
29 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : Cont2
44 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : Cont2
77 - ANGL 6367[PRU13A 13.800]G1 : Cont2
105 - ANGL 6681[BFRIO13A 13.800]G1 : Cont2
107 - ANGL 6692[ALTO13A 13.800]G1 : Cont2

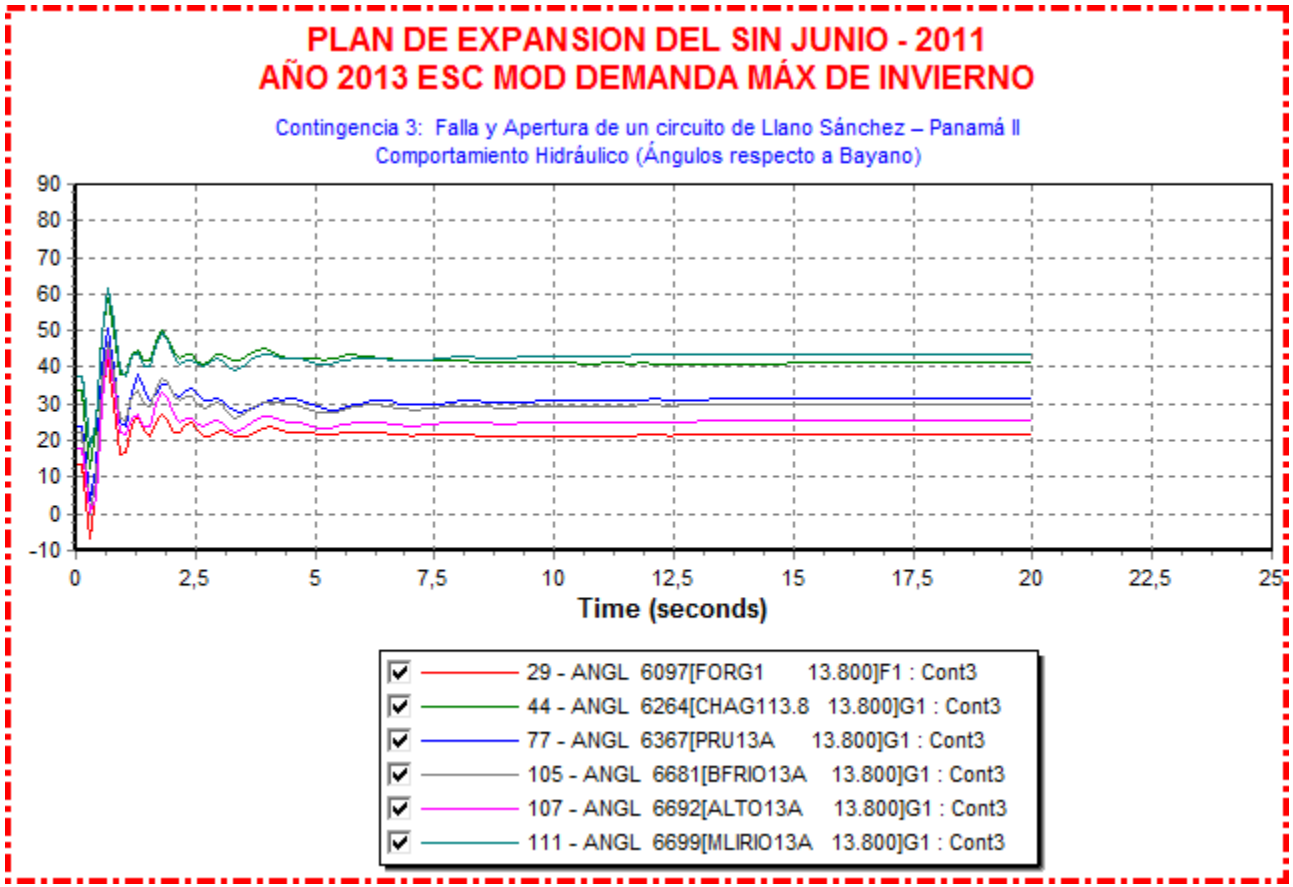

PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Las Guías
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
22 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Cont2
39 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Cont2
47 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Cont2
57 - ANGL 6281[GIR 13A 13.800]G1 : Cont2

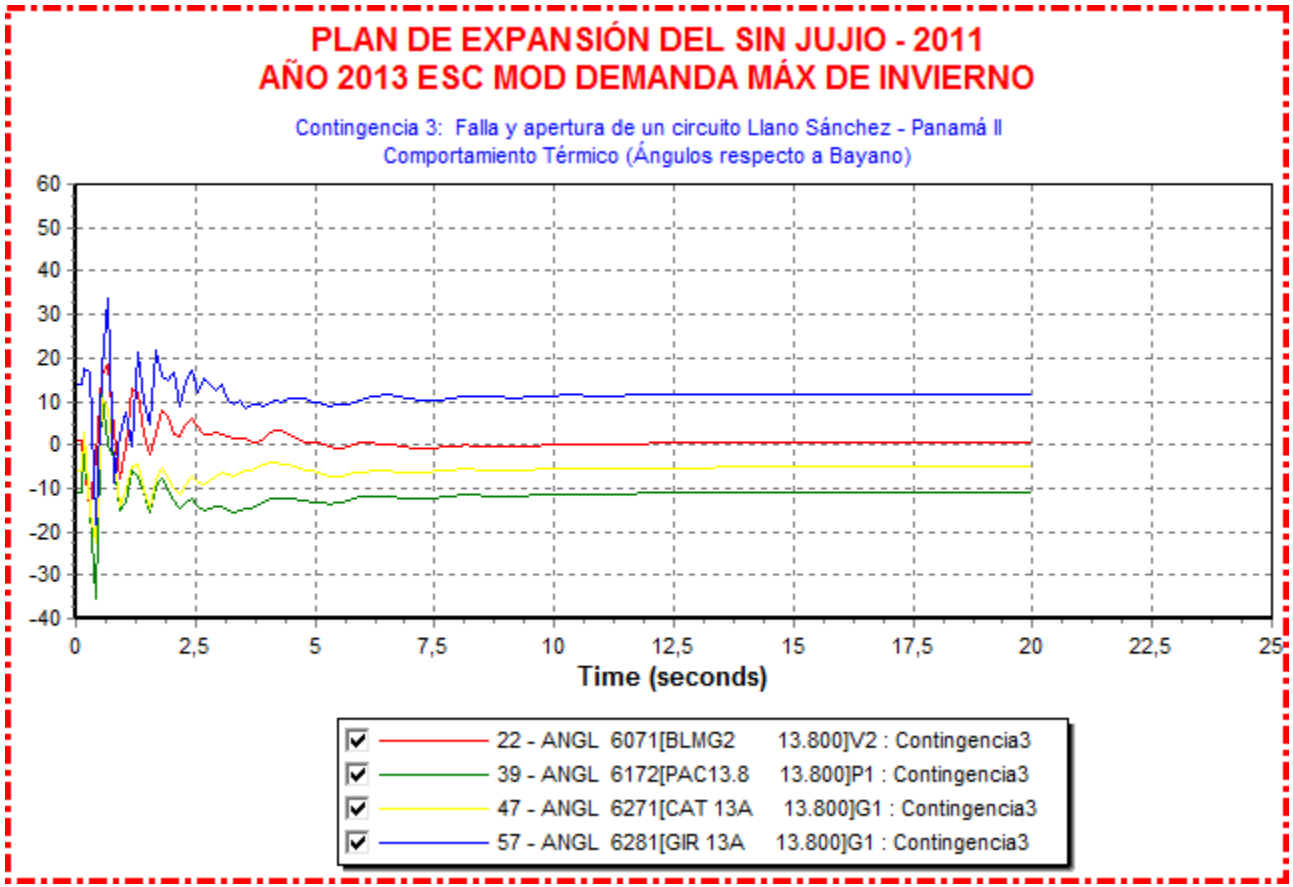

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Las Guías
Potencia entregada por Parque Eólico
0,75
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : Cont2-2

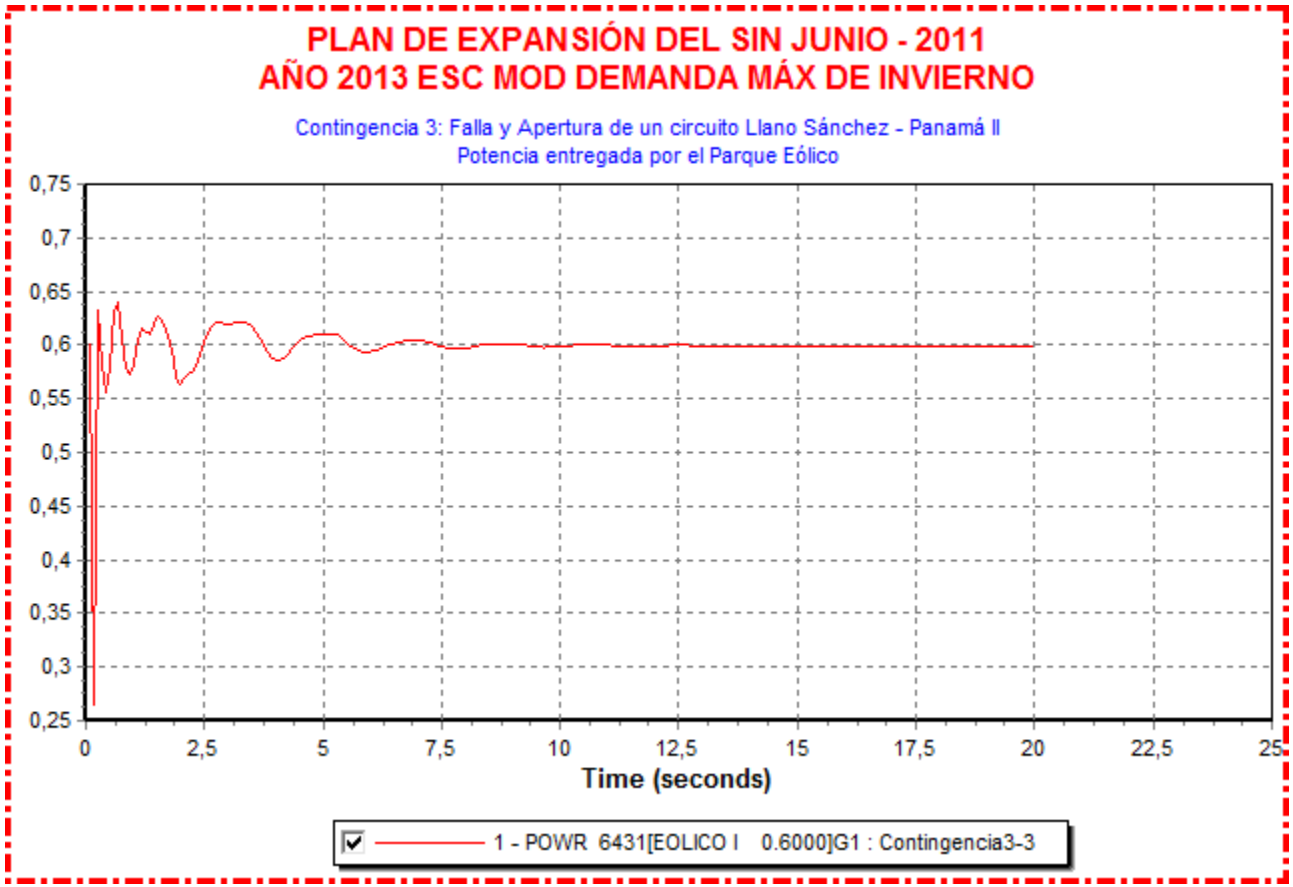
Contingencia 3: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II




PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 3: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez - Panamá II
Voltaje en Barras de 230 KV
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - PANAMA 230 : Cont3
4 - LLANO SáNCHEZ 230 : Cont3
7 - FORTUNA 230 : Cont3
9 - VELADERO 230 : Cont3
12 - BAITúN 230 : Cont3
14 - ZAMBRANO 230 : Cont3
20 - DOM 230 : Cont3
10 - LAS GUíAS 230 : Cont3

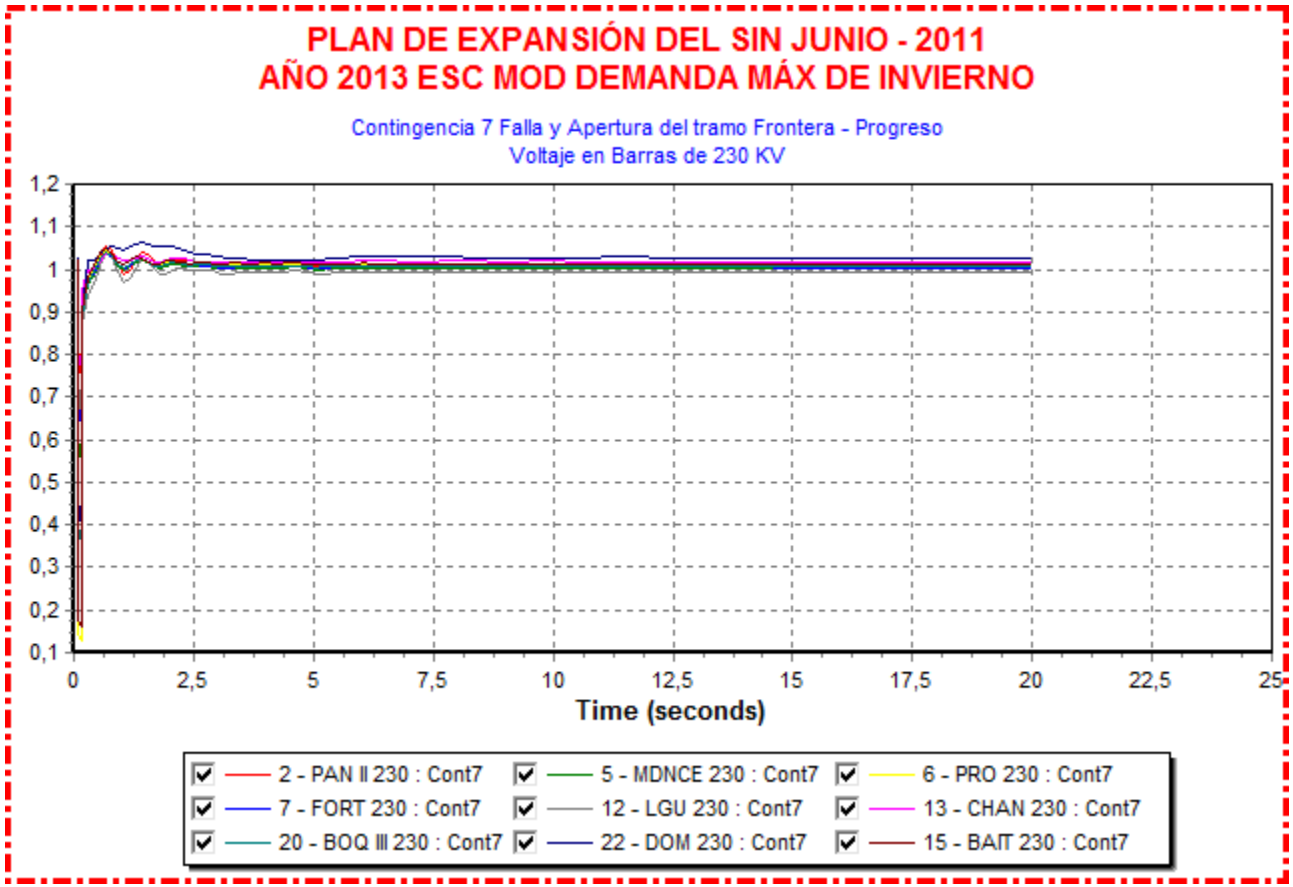

PLAN DE EXPANSION DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 3: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II
Comportamiento Hidráulico (Ángulos respecto a Bayano)
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
29 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : Cont3
44 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : Cont3
77 - ANGL 6367[PRU13A 13.800]G1 : Cont3
105 - ANGL 6681[BFRIO13A 13.800]G1 : Cont3
107 - ANGL 6692[ALTO13A 13.800]G1 : Cont3
111 - ANGL 6699[MLIRIO13A 13.800]G1 : Cont3

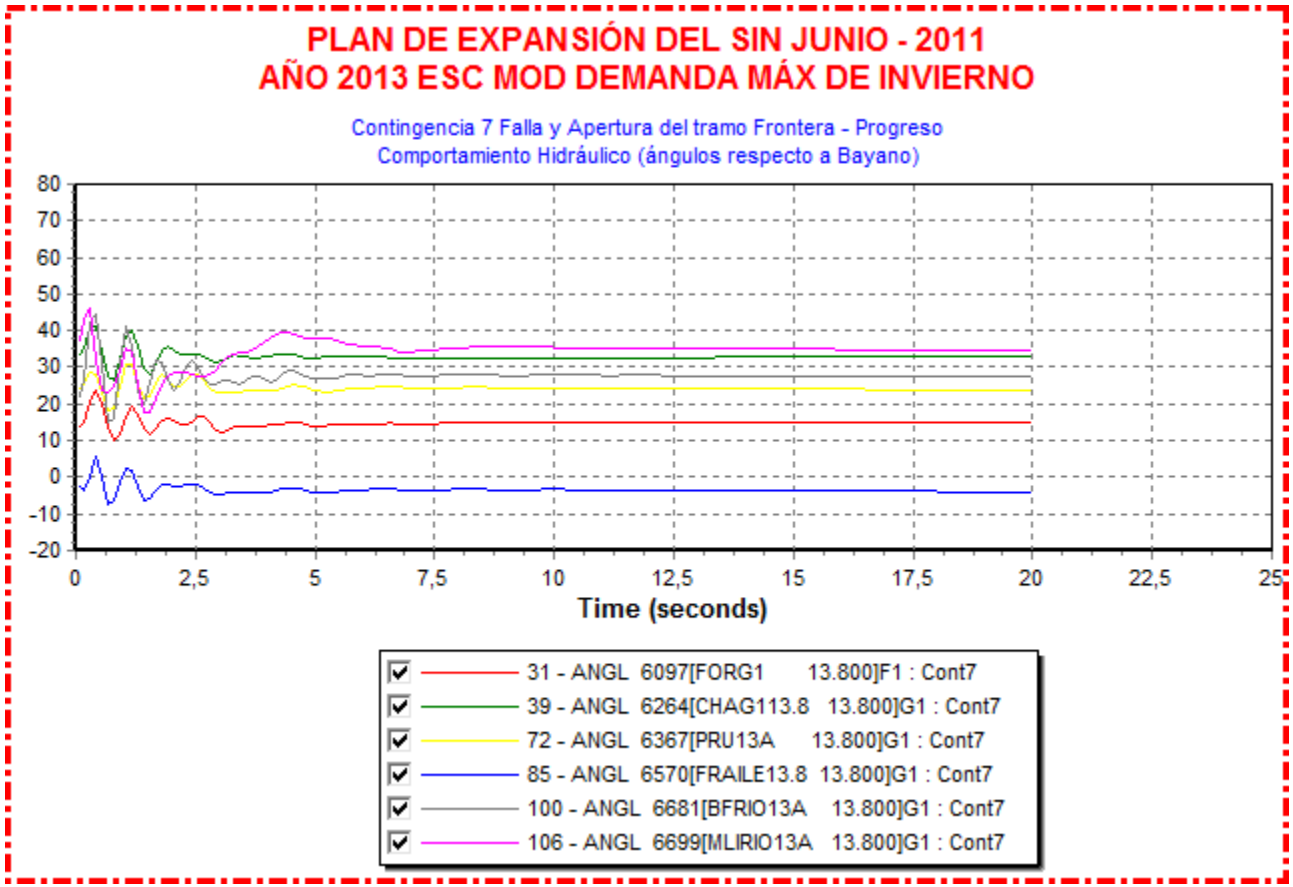

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUJIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 3: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Panamá II
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
60
50
40
30
20
10
0
-10
-20
-30
-40
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
22 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Contingencia3
39 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Contingencia3
47 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Contingencia3
57 - ANGL 6281[GIR 13A 13.800]G1 : Contingencia3

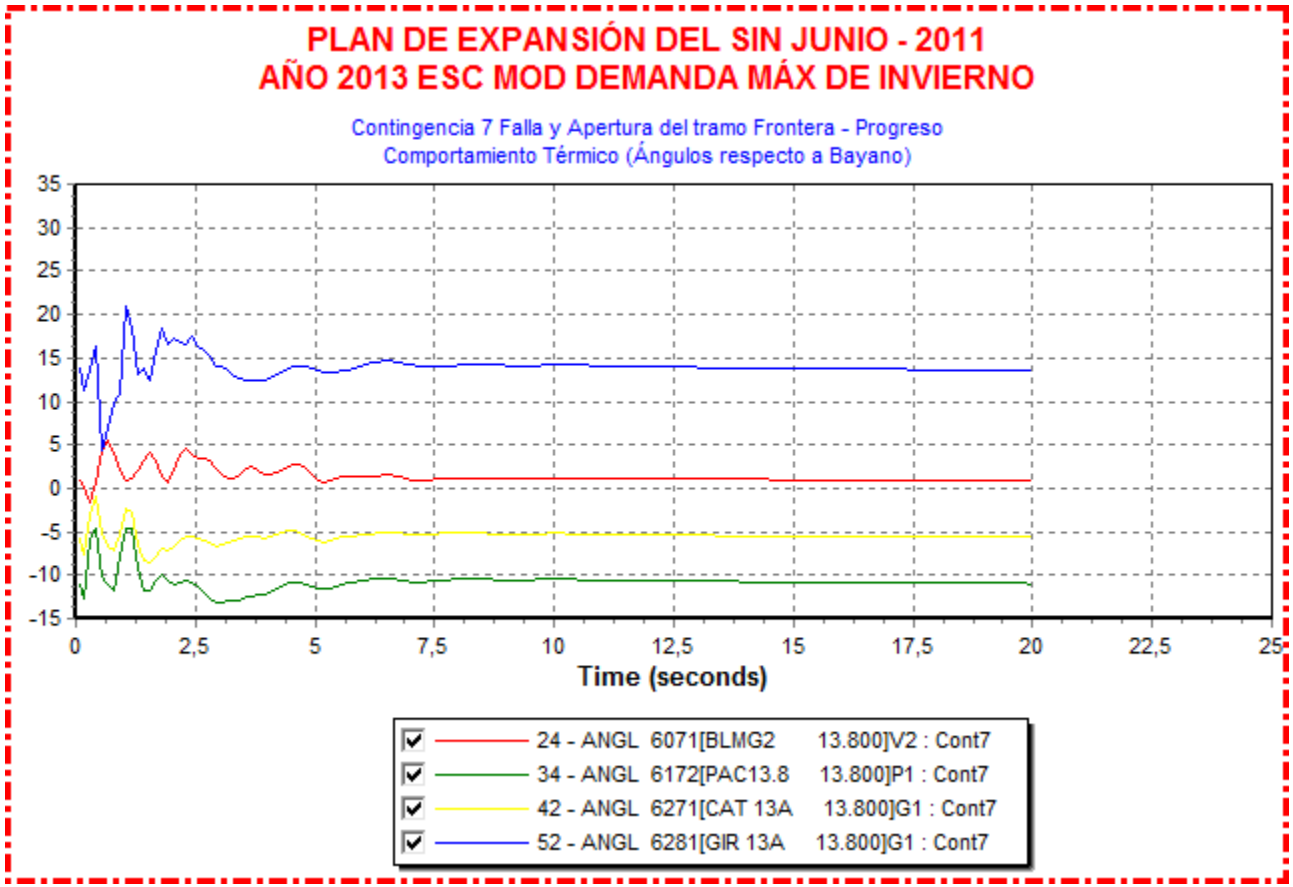

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 3: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Panamá II
Potencia entregada por el Parque Eólico
0,75
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : Contingencia3-3

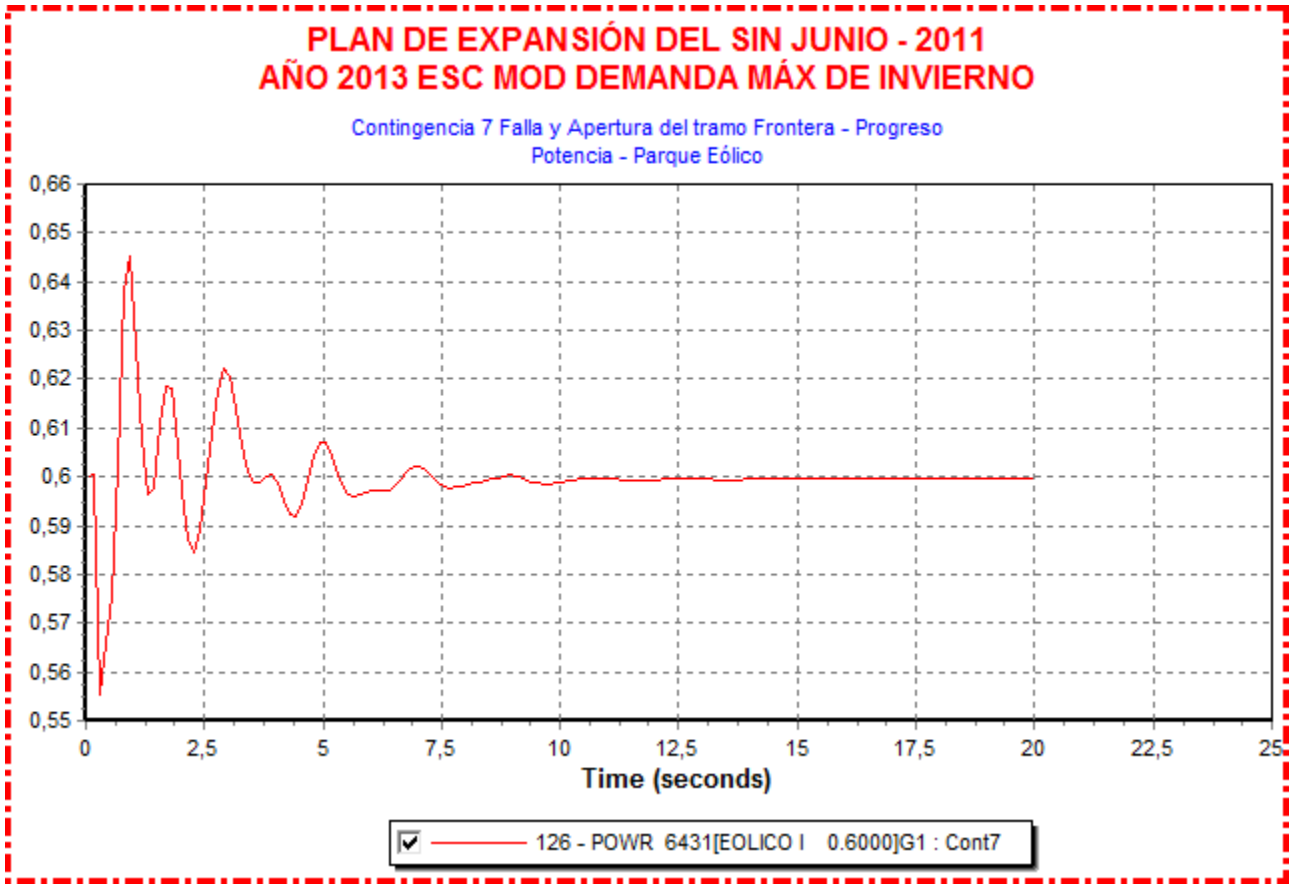
Contingencia 7: Falla y Apertura del circuito de Frontera – Progreso




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 7 Falla y Apertura del tramo Frontera - Progreso
Voltaje en Barras de 230 KV
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN II 230 : Cont7
5 - MDNCE 230 : Cont7
6 - PRO 230 : Cont7
7 - FORT 230 : Cont7
12 - LGU 230 : Cont7
13 - CHAN 230 : Cont7
20 - BOQ III 230 : Cont7
22 - DOM 230 : Cont7
15 - BAIT 230 : Cont7

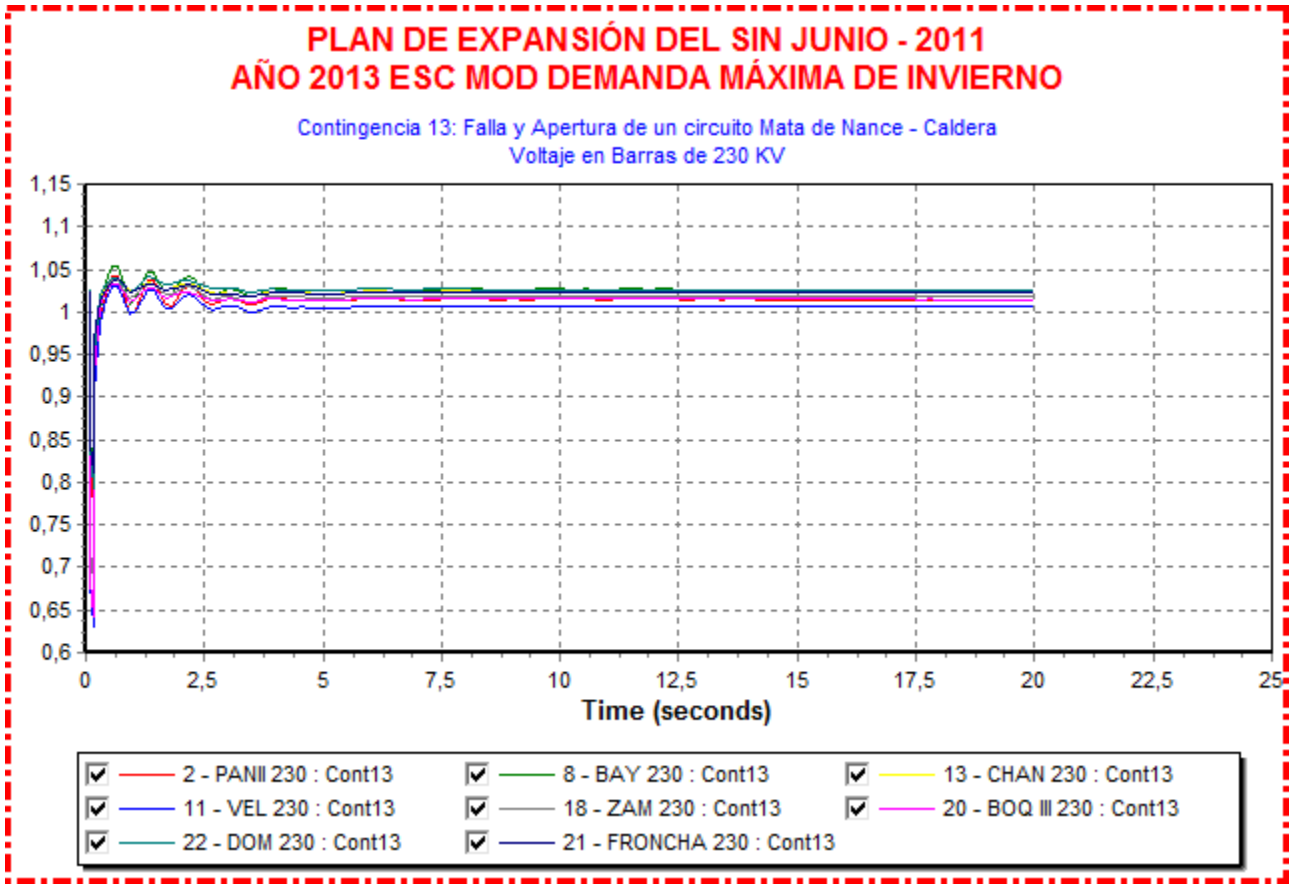

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 7 Falla y Apertura del tramo Frontera - Progreso
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-10
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
31 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : Cont7
39 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : Cont7
72 - ANGL 6367[PRU13A 13.800]G1 : Cont7
85 - ANGL 6570[FRAILE13.8 13.800]G1 : Cont7
100 - ANGL 6681[BFRIO13A 13.800]G1 : Cont7
106 - ANGL 6699[MLIRIO13A 13.800]G1 : Cont7

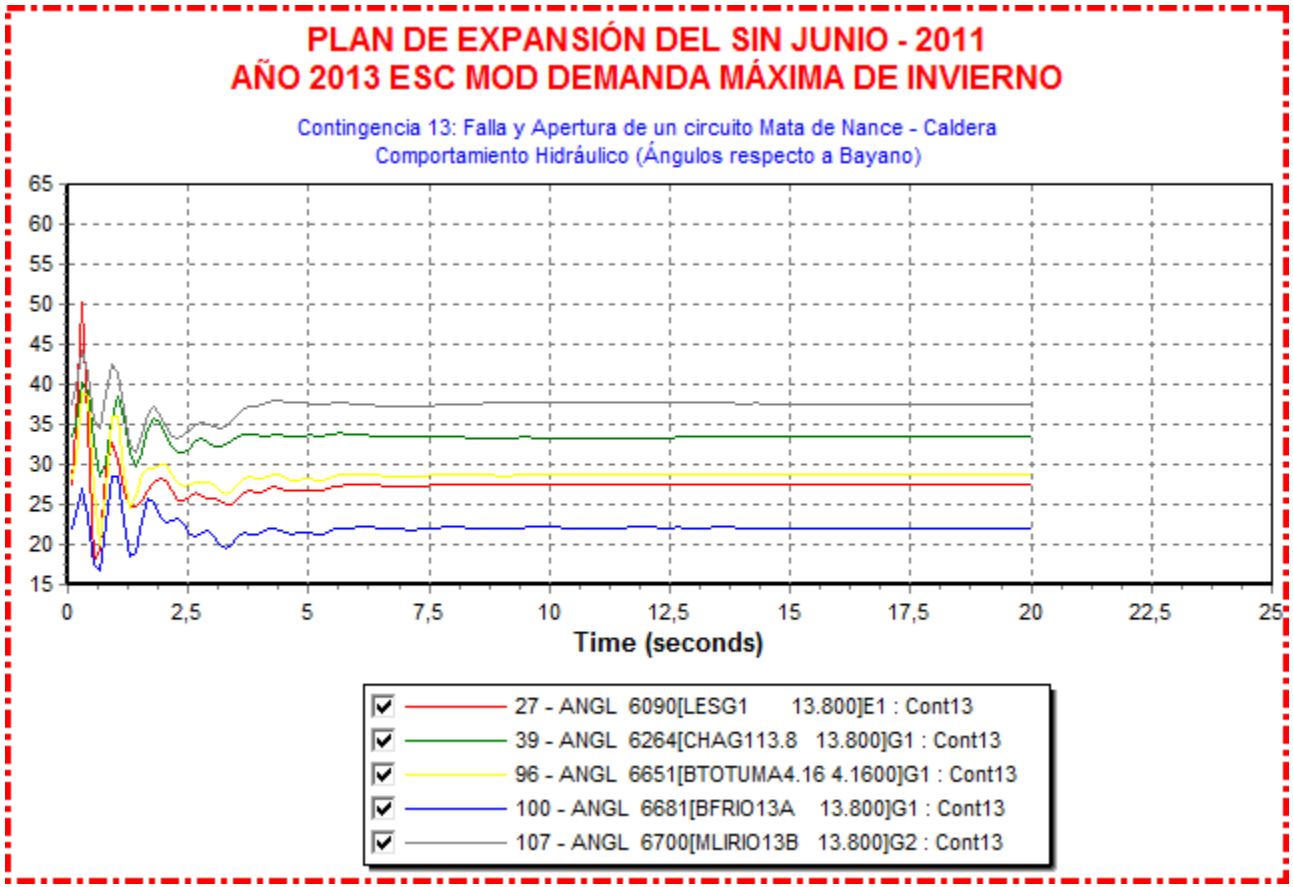

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 7 Falla y Apertura del tramo Frontera - Progreso
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
35
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
24 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Cont7
34 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Cont7
42 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Cont7
52 - ANGL 6281[GIR 13A 13.800]G1 : Cont7

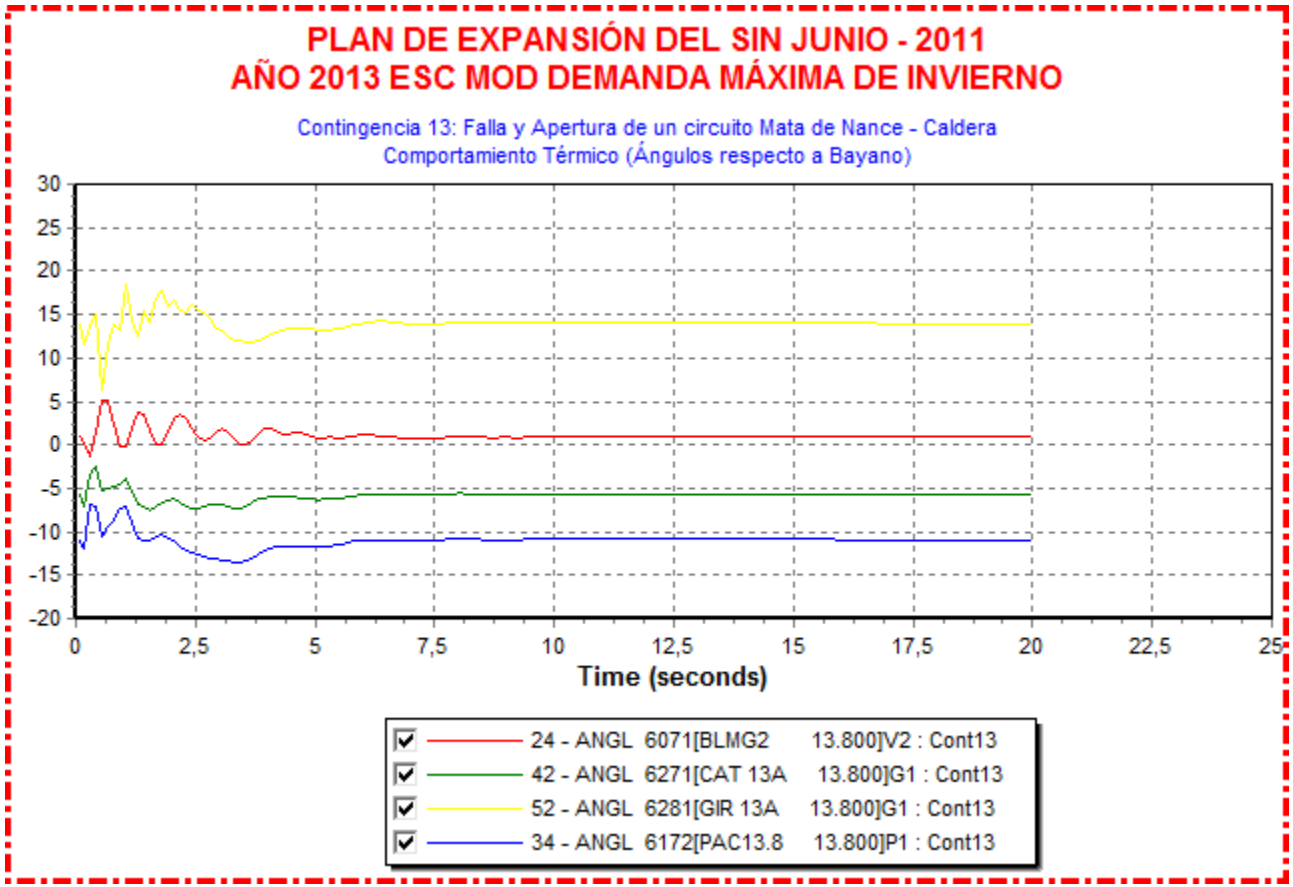

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 7 Falla y Apertura del tramo Frontera - Progreso
Potencia - Parque Eólico
0,66
0,65
0,64
0,63
0,62
0,61
0,6
0,59
0,58
0,57
0,56
0,55
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
126 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : Cont7

Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance – Caldera



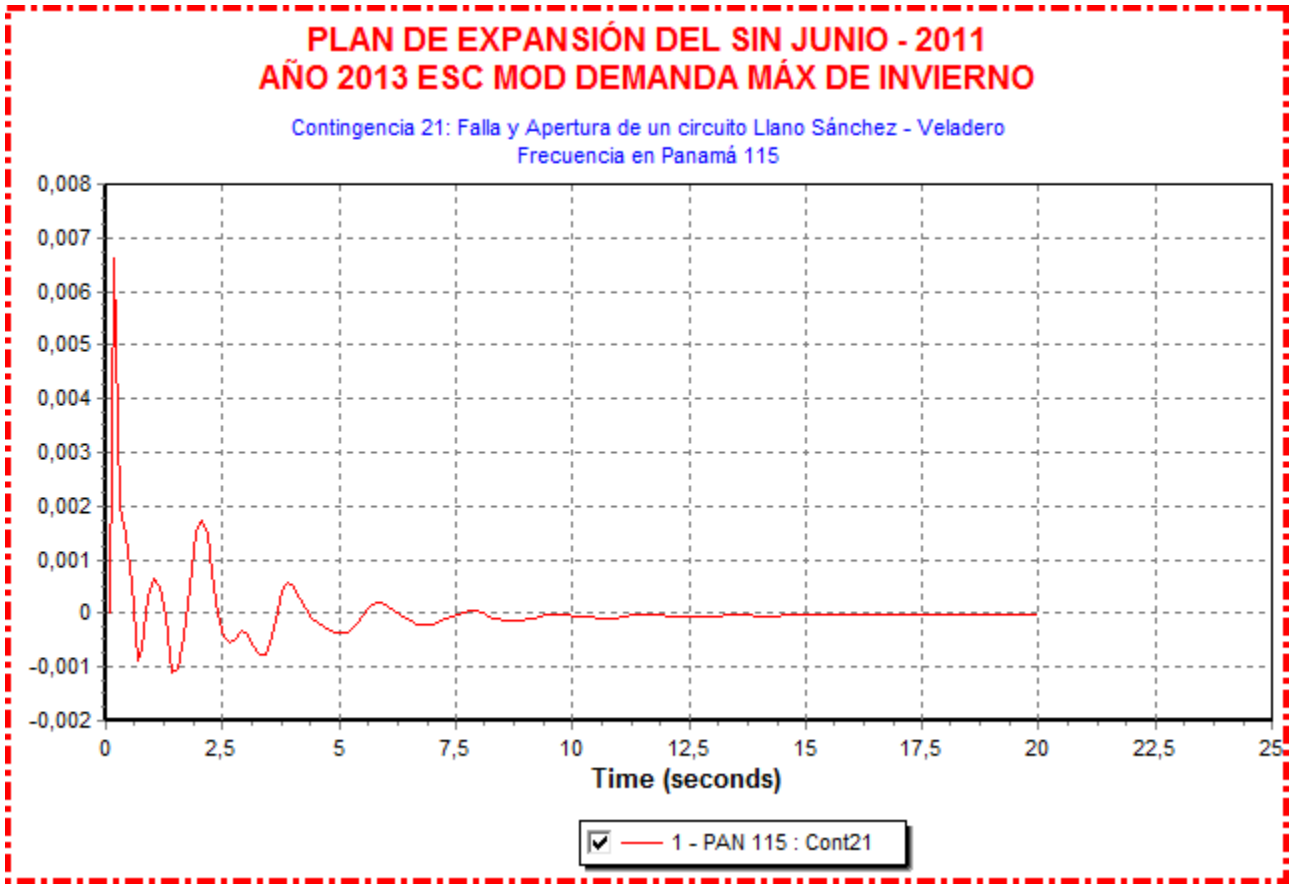

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Voltaje en Barras de 230 KV
1,15
1,1
1,05
1
0,95
0,9
0,85
0,8
0,75
0,7
0,65
0,6
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PANII 230 : Cont13
8 - BAY 230 : Cont13
13 - CHAN 230 : Cont13
11 - VEL 230 : Cont13
18 - ZAM 230 : Cont13
20 - BOQ III 230 : Cont13
22 - DOM 230 : Cont13
21 - FRONCHA 230 : Cont13

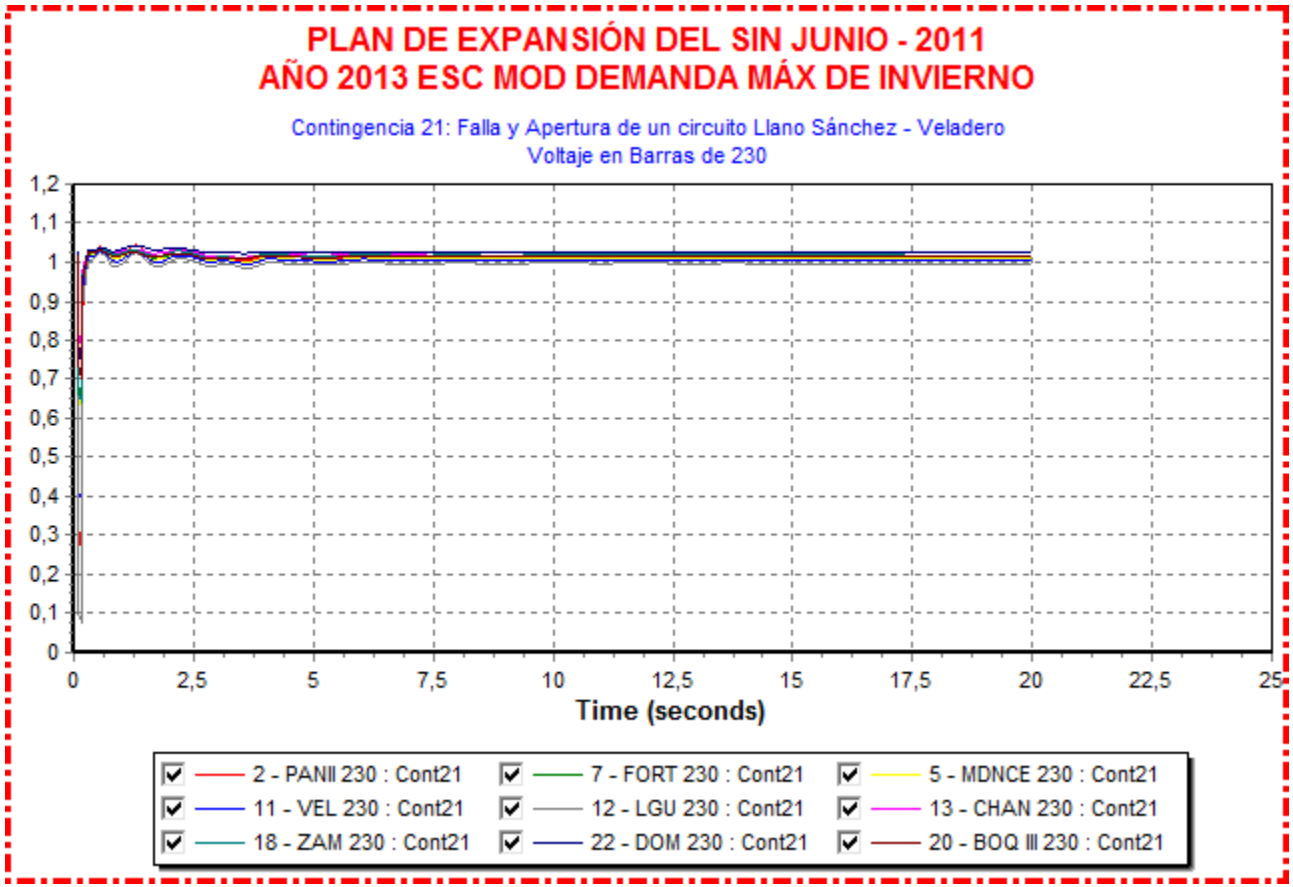

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Comportamiento Hidráulico (Ángulos respecto a Bayano)
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
27 - ANGL 6090[LESG1 13.800]E1 : Cont13
39 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : Cont13
96 - ANGL 6651[BTOTUMA4.16 4.1600]G1 : Cont13
100 - ANGL 6681[BFRIO13A 13.800]G1 : Cont13
107 - ANGL 6700[MLIRIO13B 13.800]G2 : Cont13

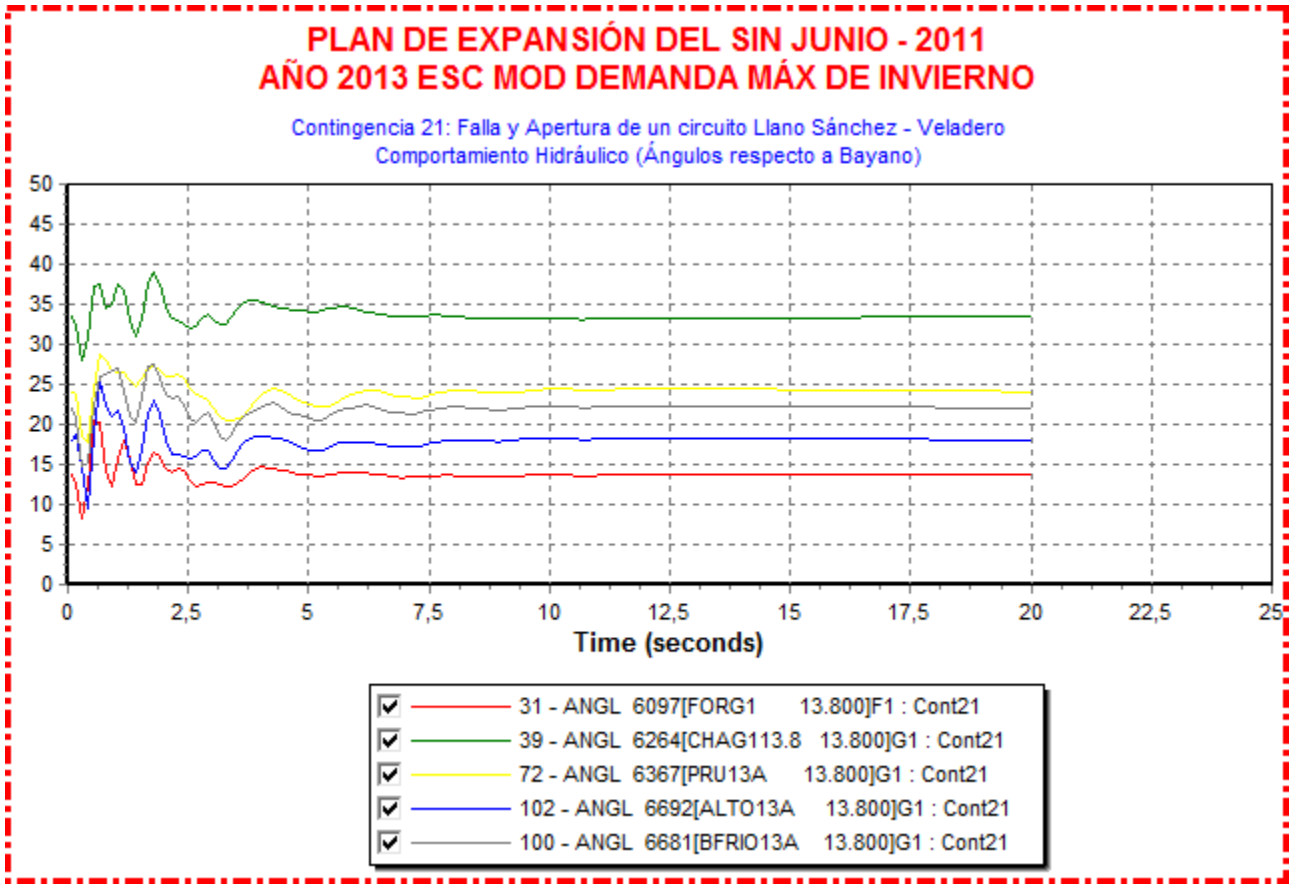

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
24 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Cont13
42 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Cont13
52 - ANGL 6281[GIR 13A 13.800]G1 : Cont13
34 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Cont13

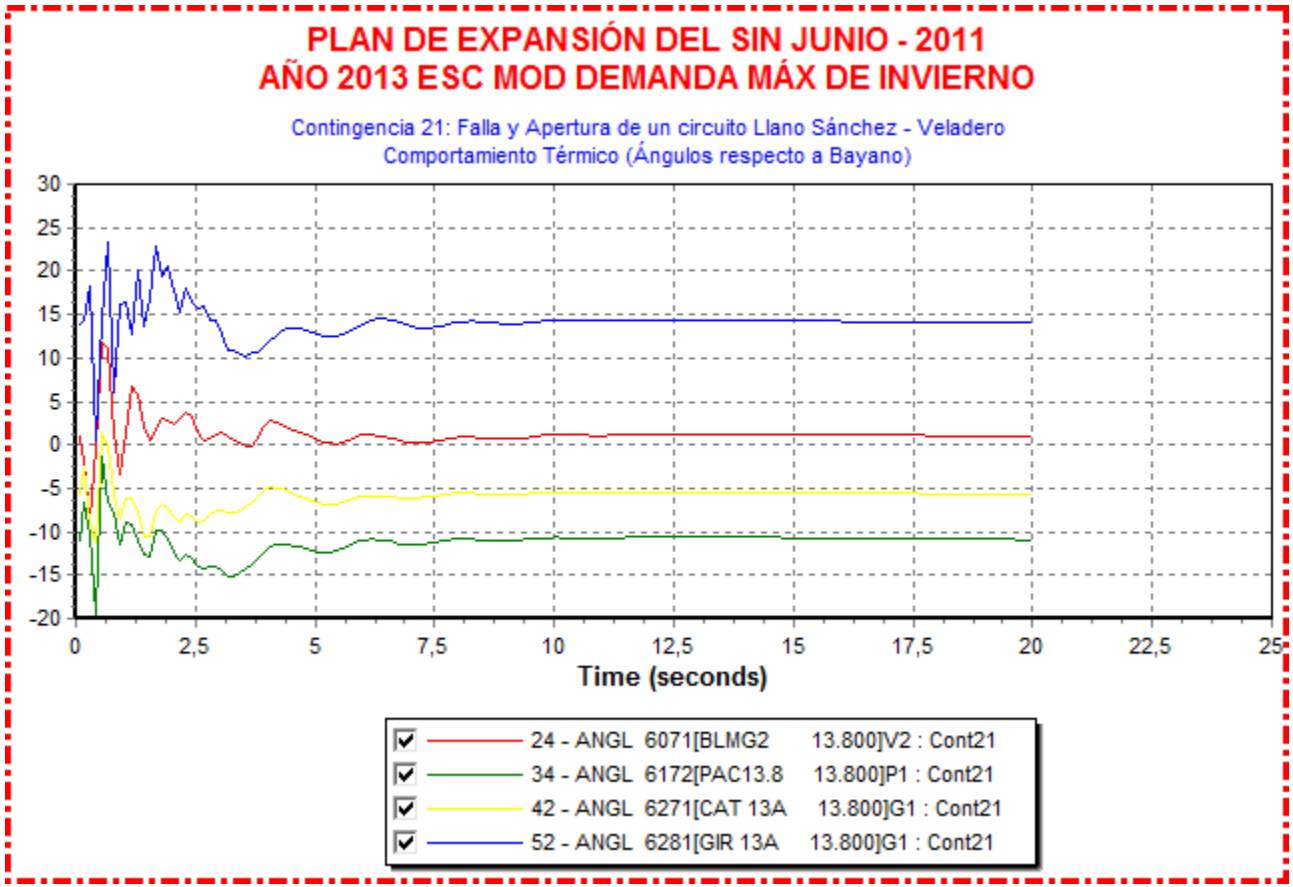

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Potencia - Parque Eólico
0,66
0,65
0,64
0,63
0,62
0,61
0,6
0,59
0,58
0,57
0,56
0,55
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
126 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : Cont13

Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Veladero




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Voltaje en Barras de 230
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PANII 230 : Cont21
7 - FORT 230 : Cont21
5 - MDNCE 230 : Cont21
11 - VEL 230 : Cont21
12 - LGU 230 : Cont21
13 - CHAN 230 : Cont21
18 - ZAM 230 : Cont21
22 - DOM 230 : Cont21
20 - BOQ III 230 : Cont21

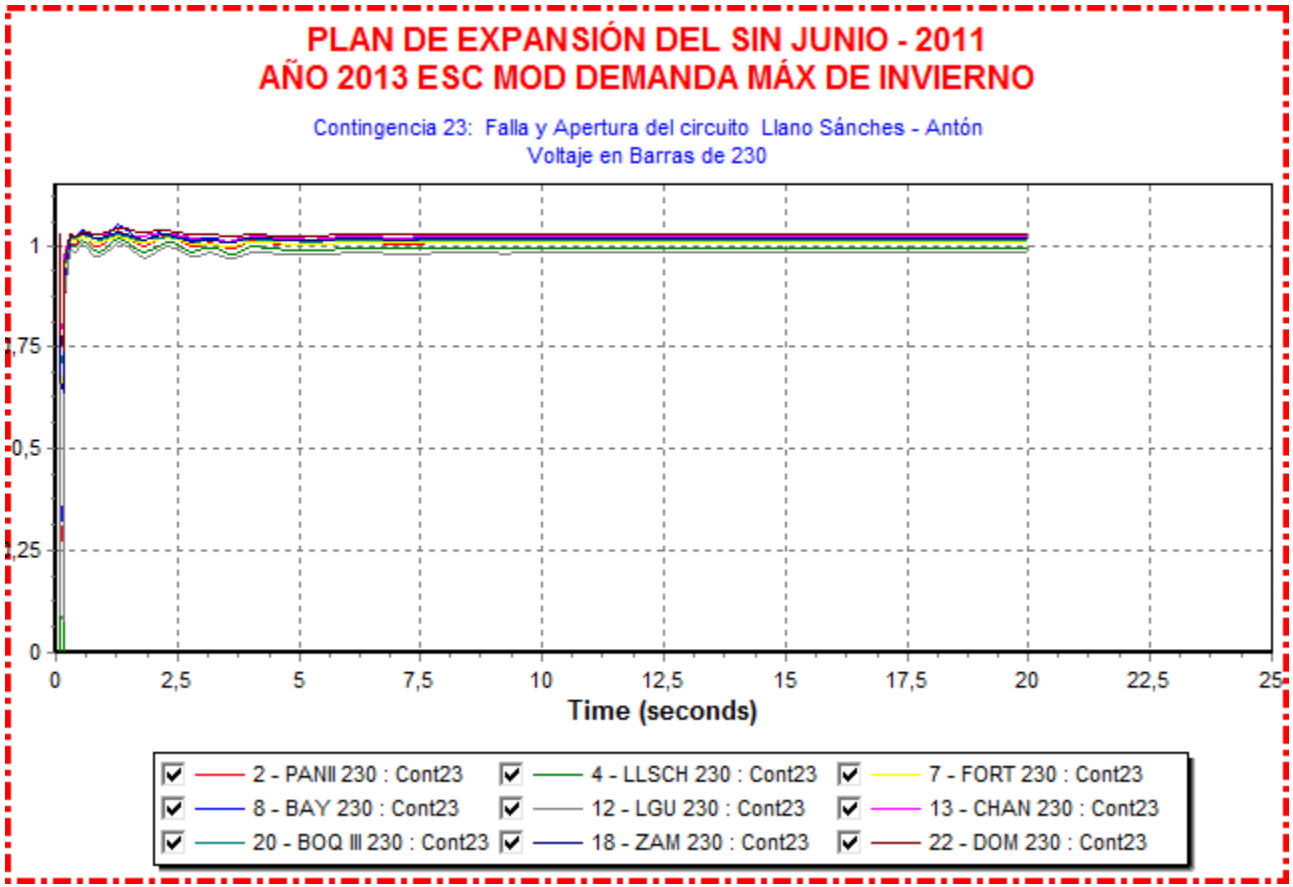

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Comportamiento Hidráulico (Ángulos respecto a Bayano)
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
31 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : Cont21
39 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : Cont21
72 - ANGL 6367[PRU13A 13.800]G1 : Cont21
102 - ANGL 6692[ALTO13A 13.800]G1 : Cont21
100 - ANGL 6681[BFRIO13A 13.800]G1 : Cont21

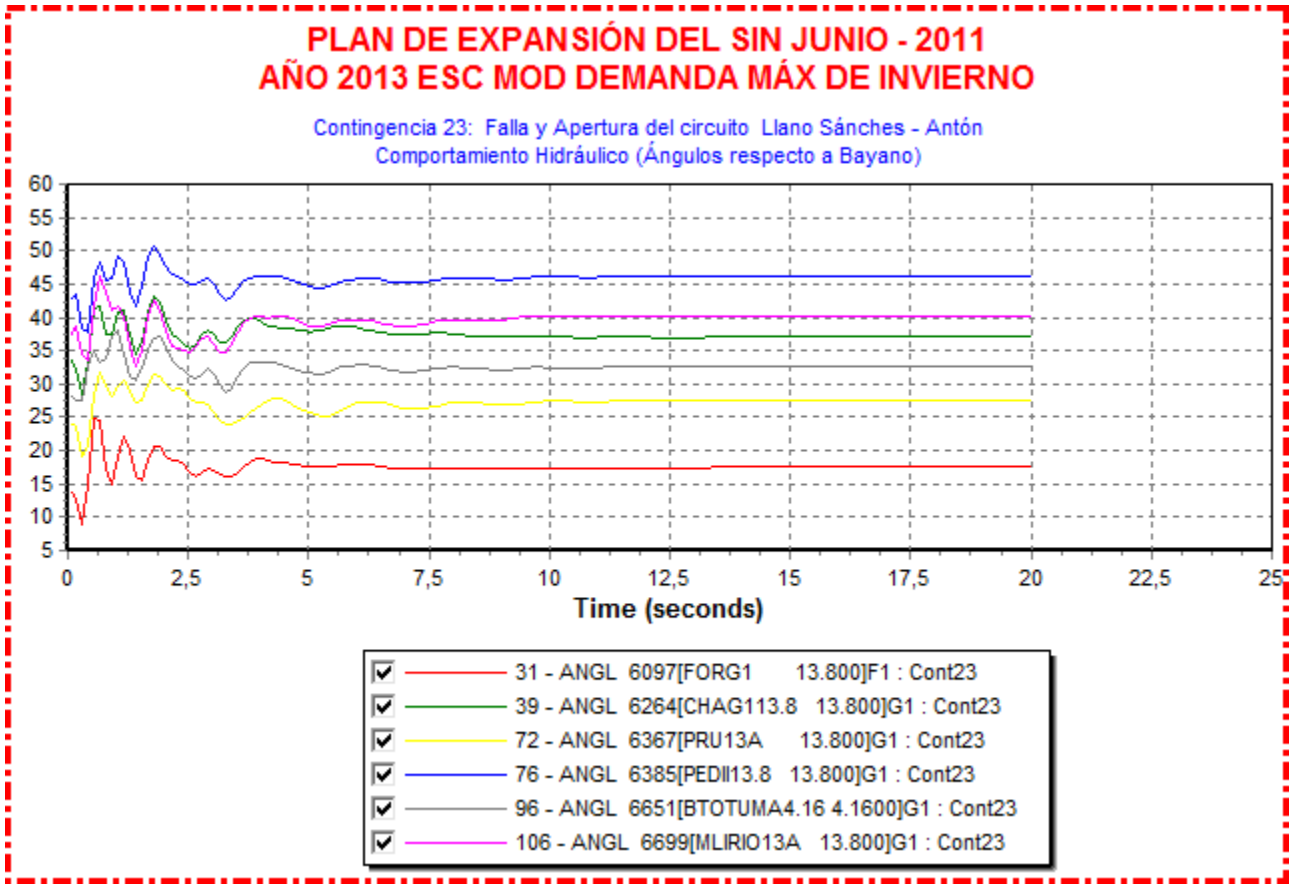

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
24 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Cont21
34 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Cont21
42 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Cont21
52 - ANGL 6281[GIR 13A 13.800]G1 : Cont21

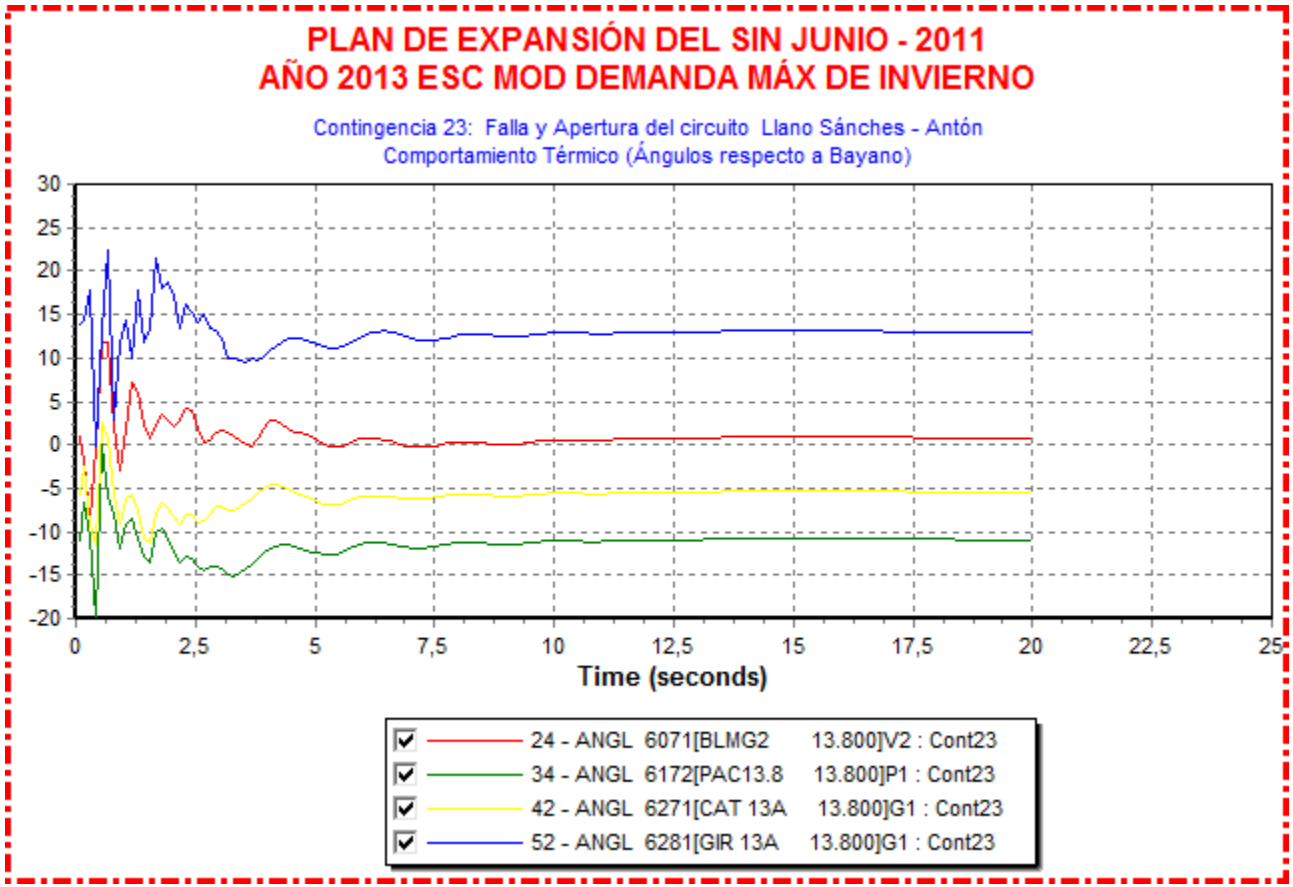

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Potencia - Parque Eólico
0,75
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
126 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : Cont21

Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Antón




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y Apertura del circuito Llano Sánches - Antón
Voltaje en Barras de 230
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PANII 230 : Cont23
4 - LLSCH 230 : Cont23
7 - FORT 230 : Cont23
8 - BAY 230 : Cont23
12 - LGU 230 : Cont23
13 - CHAN 230 : Cont23
20 - BOQ III 230 : Cont23
18 - ZAM 230 : Cont23
22 - DOM 230 : Cont23

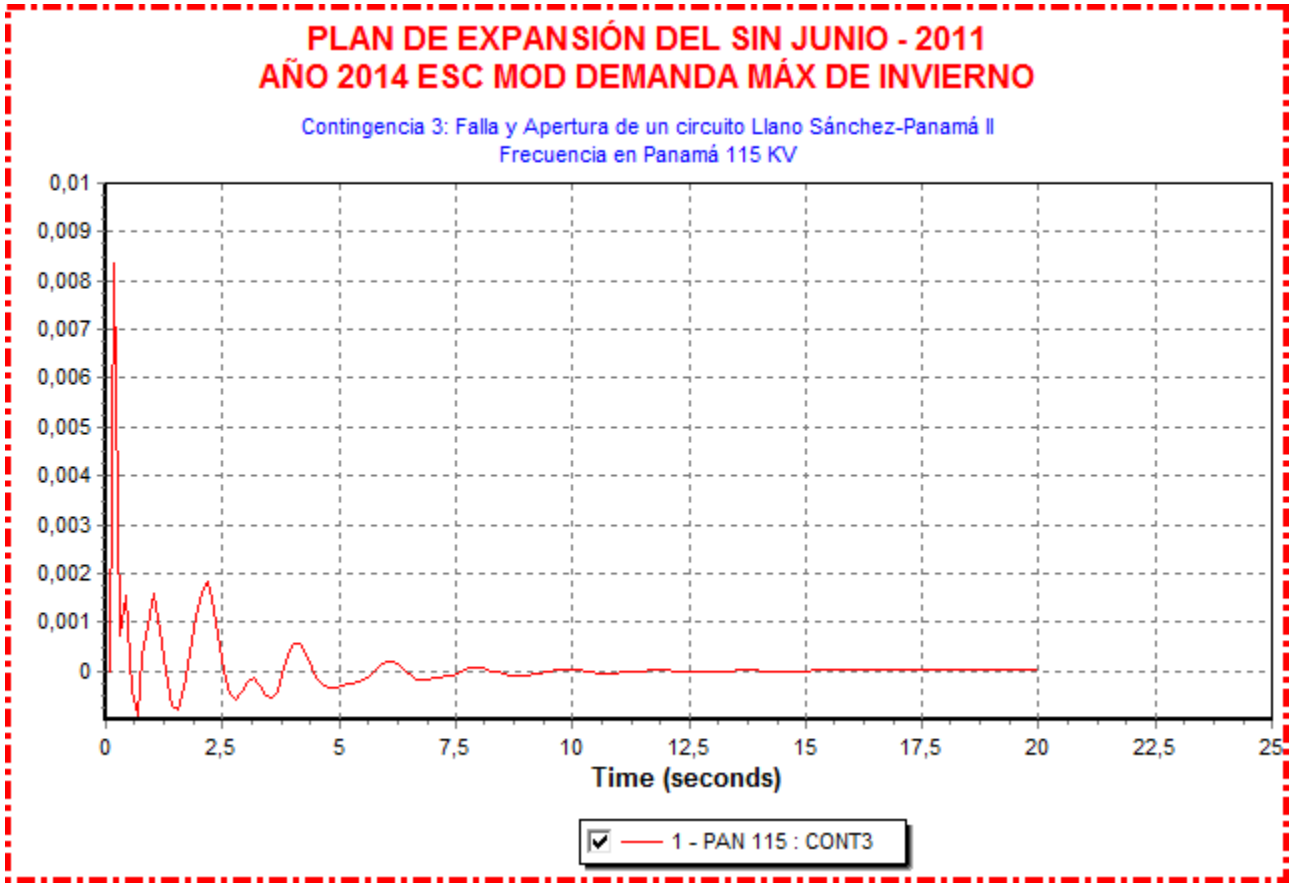

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y Apertura del circuito Llano Sánches - Antón
Comportamiento Hidráulico (Ángulos respecto a Bayano)
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
31 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : Cont23
39 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : Cont23
72 - ANGL 6367[PRU13A 13.800]G1 : Cont23
76 - ANGL 6385[PEDII13.8 13.800]G1 : Cont23
96 - ANGL 6651[BTOTUMA4.16 4.1600]G1 : Cont23
106 - ANGL 6699[MLIRIO13A 13.800]G1 : Cont23

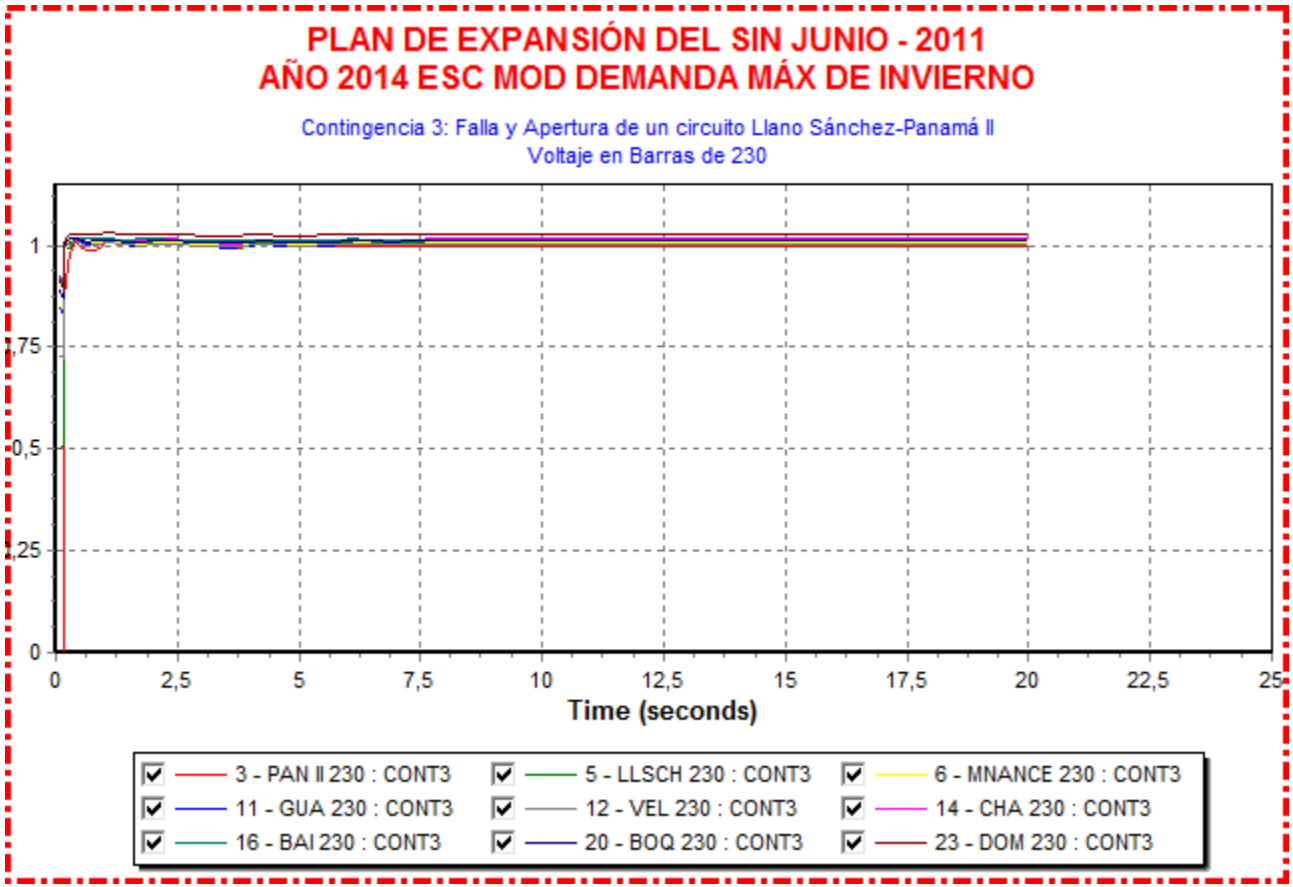

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y Apertura del circuito Llano Sánches - Antón
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
24 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Cont23
34 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Cont23
42 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : Cont23
52 - ANGL 6281[GIR 13A 13.800]G1 : Cont23

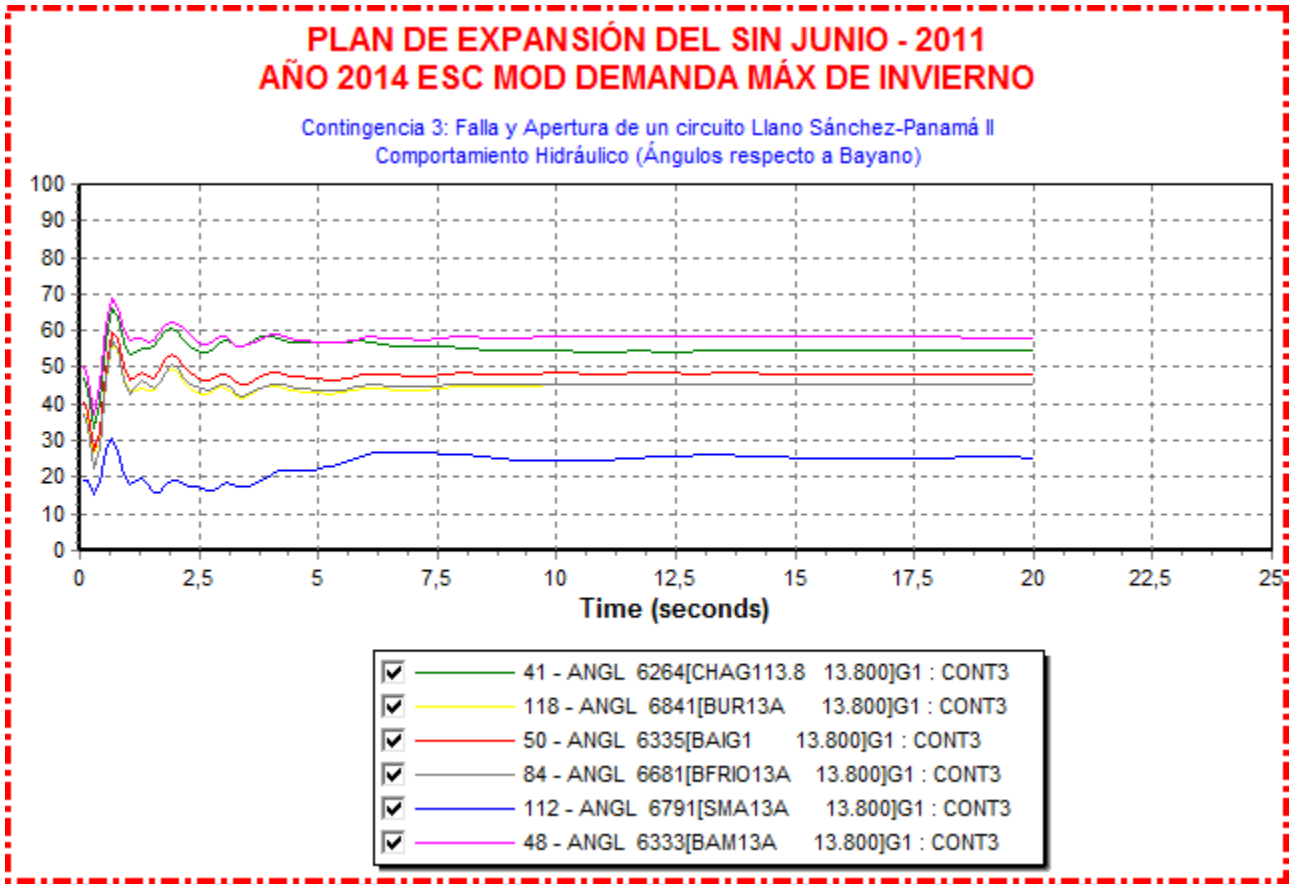

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2013 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y Apertura del circuito Llano Sánches - Antón
Potencia - Parque Eólico
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
-0,1
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
126 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : Cont23

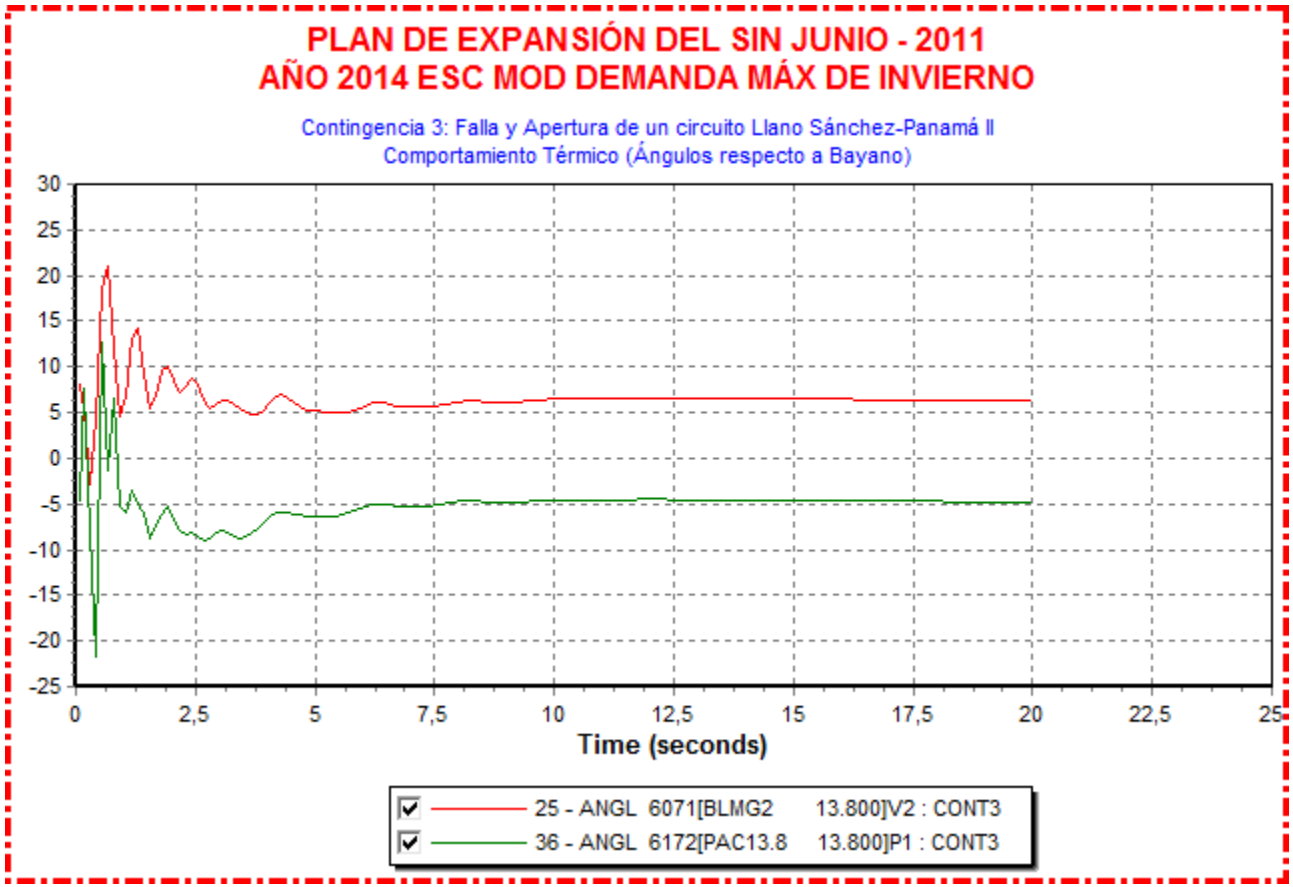
Año 2014

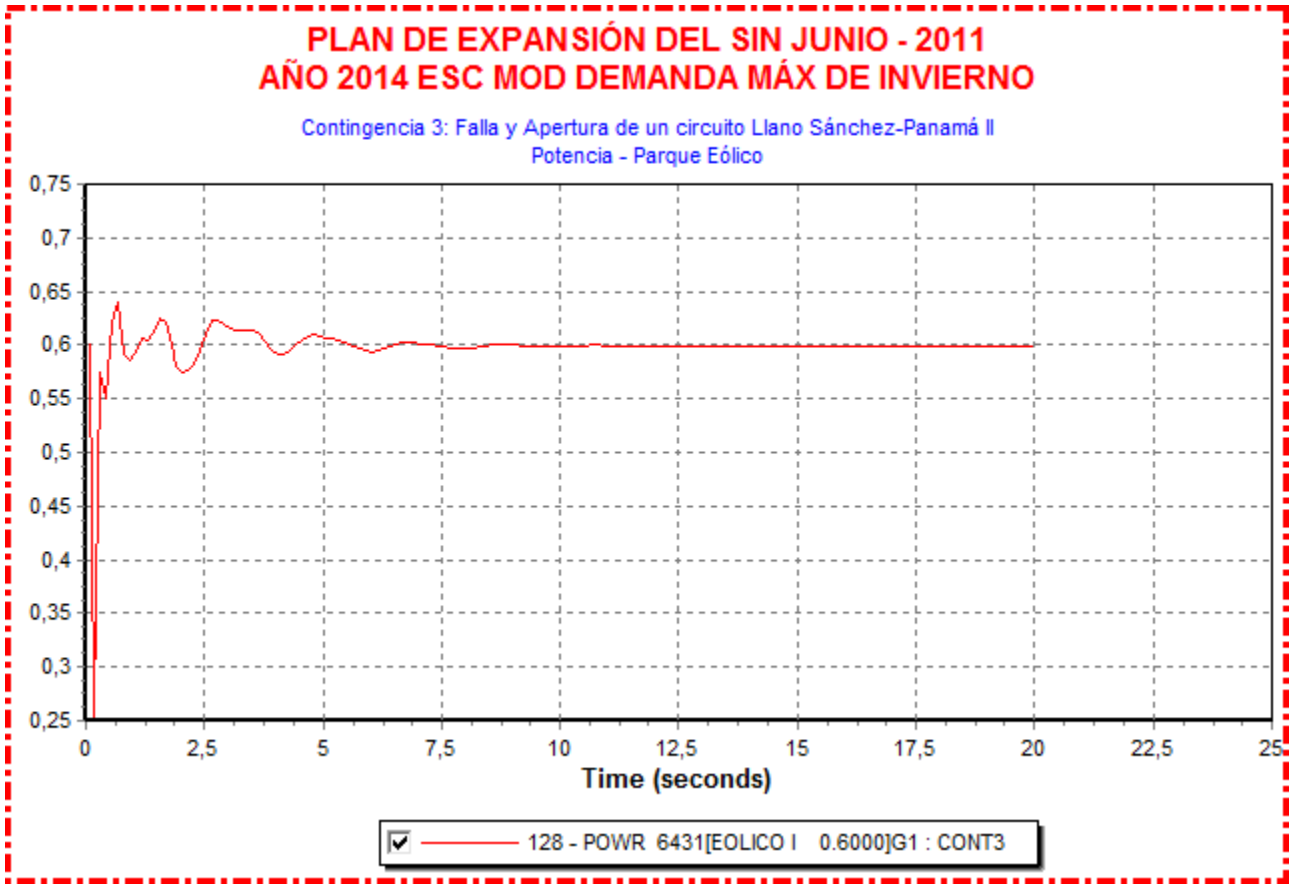
Contingencia 3: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II

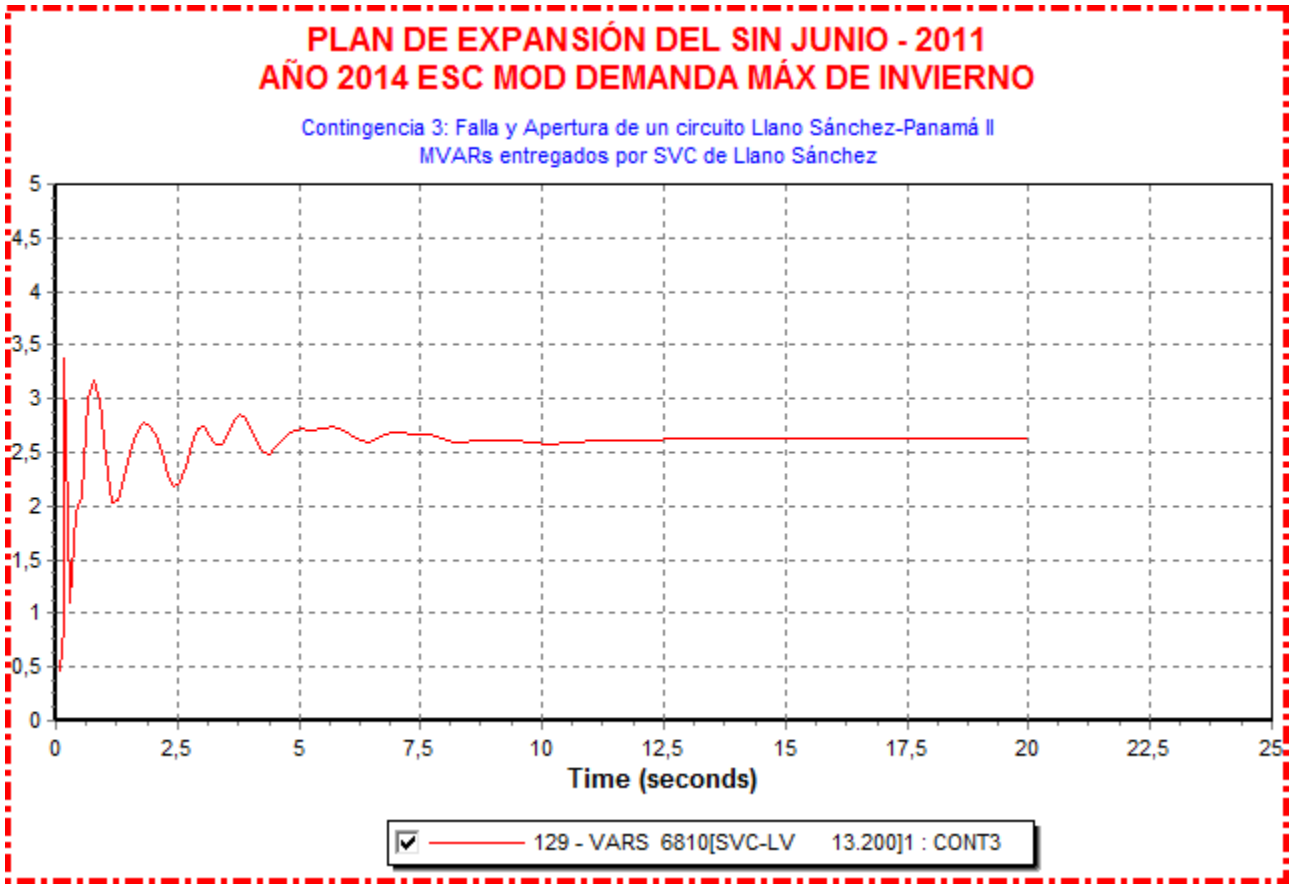



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 3: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez-Panamá II
Voltaje en Barras de 230
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
3 - PAN II 230 : CONT3
5 - LLSCH 230 : CONT3
6 - MNANCE 230 : CONT3
11 - GUA 230 : CONT3
12 - VEL 230 : CONT3
14 - CHA 230 : CONT3
16 - BAI 230 : CONT3
20 - BOQ 230 : CONT3
23 - DOM 230 : CONT3


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 3: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez-Panamá II
Comportamiento Hidráulico (Ángulos respecto a Bayano)
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
41 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : CONT3
118 - ANGL 6841[BUR13A 13.800]G1 : CONT3
50 - ANGL 6335[BAIG1 13.800]G1 : CONT3
84 - ANGL 6681[BFRIO13A 13.800]G1 : CONT3
112 - ANGL 6791[SMA13A 13.800]G1 : CONT3
48 - ANGL 6333[BAM13A 13.800]G1 : CONT3

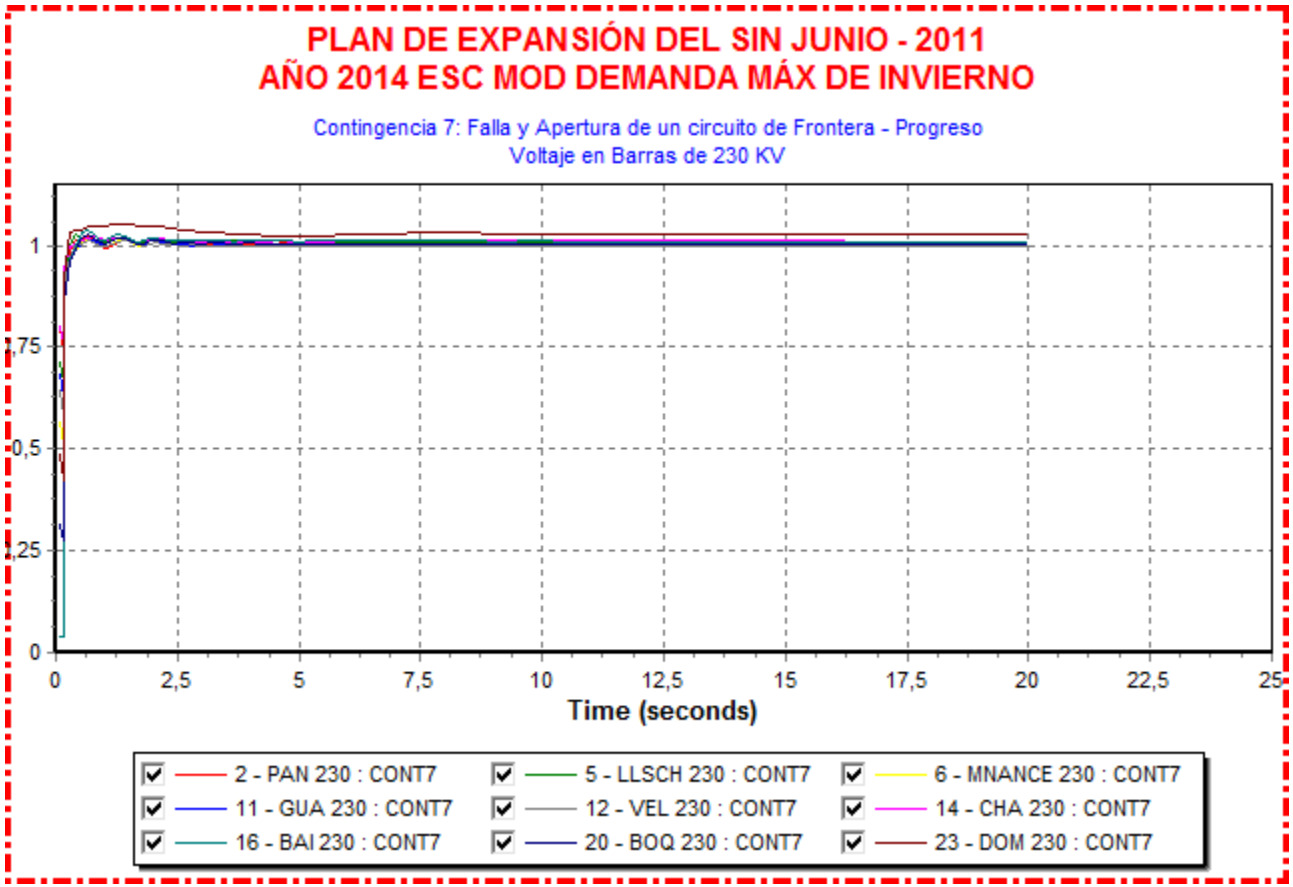

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 3: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez-Panamá II
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
-25
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CONT3
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : CONT3

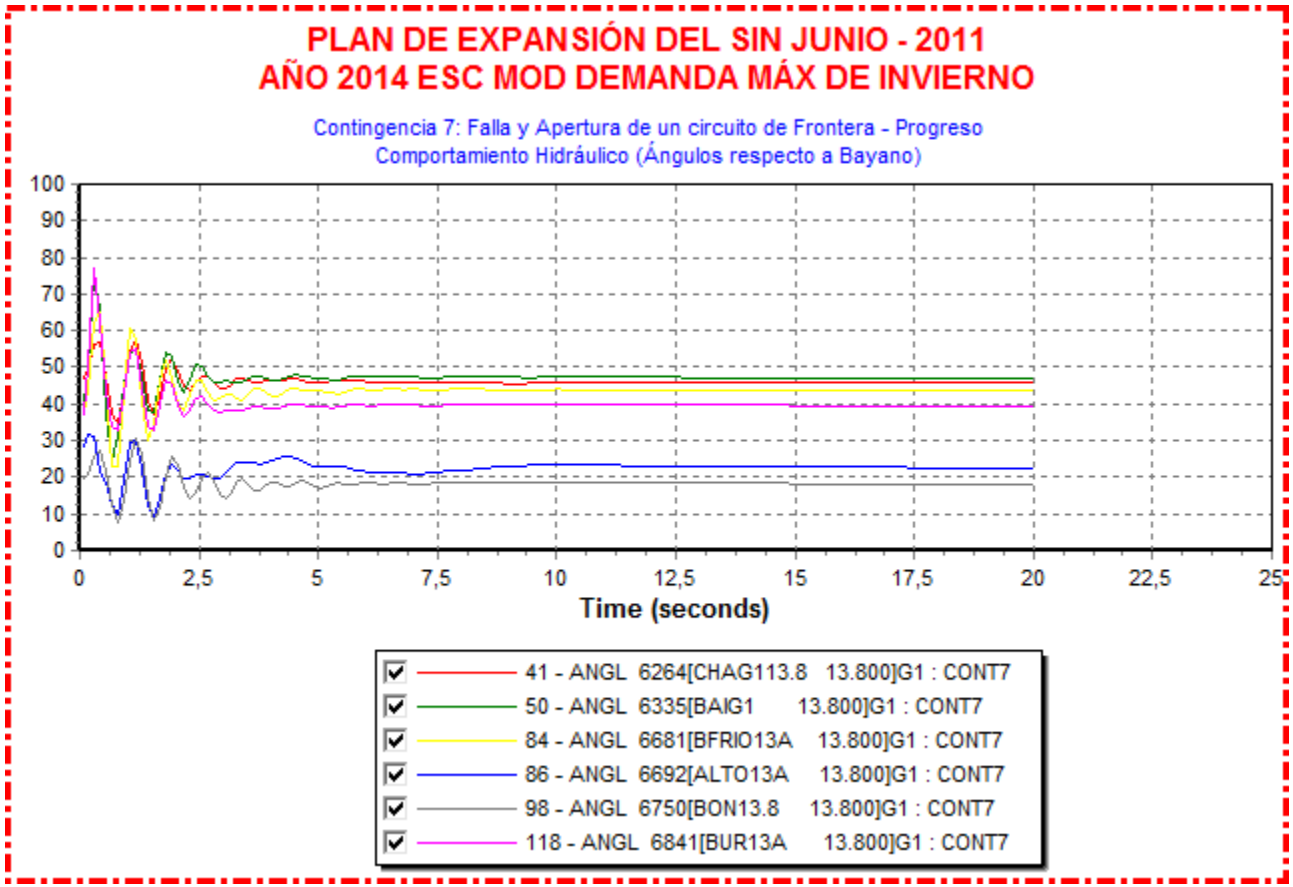

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 3: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez-Panamá II
Potencia - Parque Eólico
0,75
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
128 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CONT3


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 3: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez-Panamá II
MVARs entregados por SVC de Llano Sánchez
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
129 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CONT3

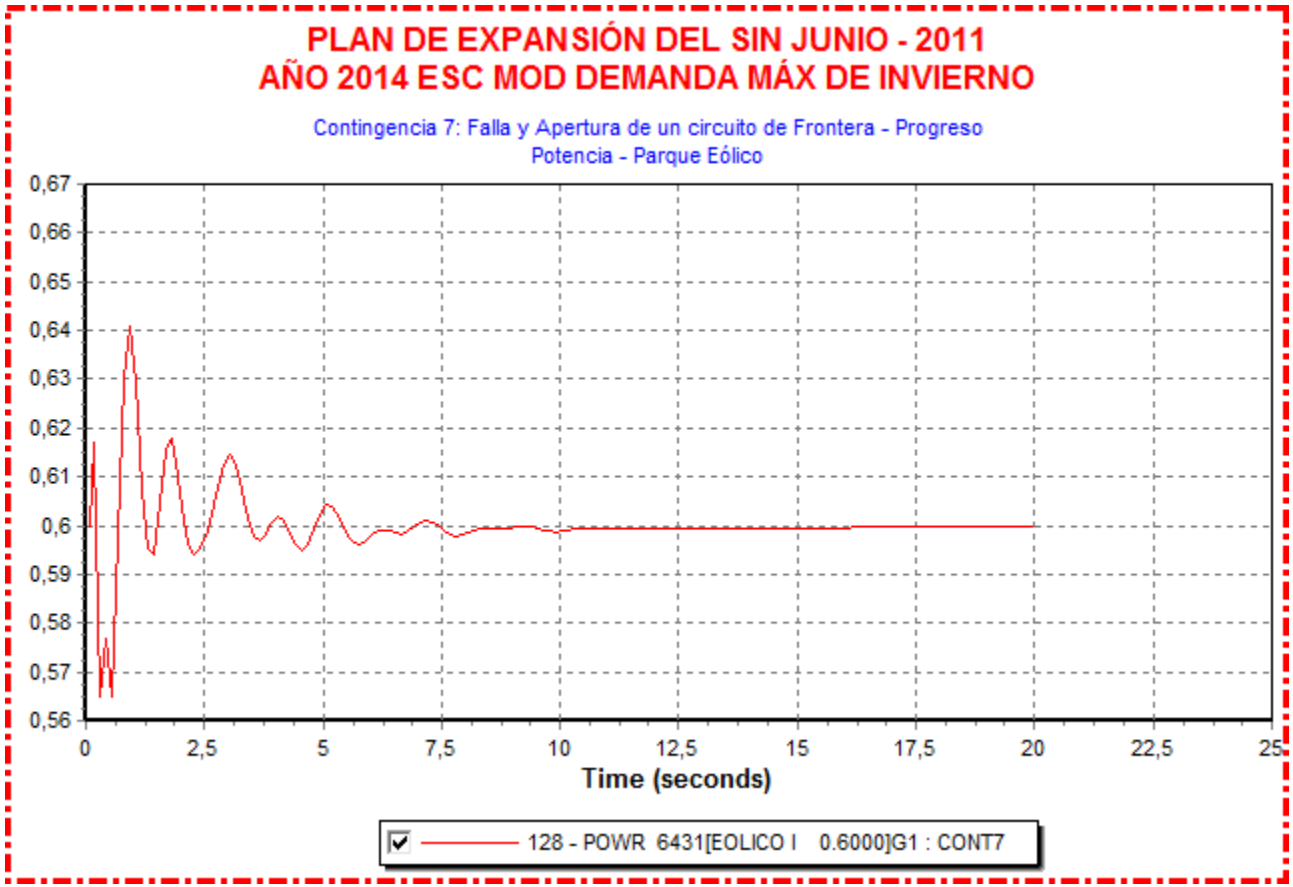
Contingencia 7: Falla y Apertura de un circuito de Frontera – Progreso




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 7: Falla y Apertura de un circuito de Frontera - Progreso
Voltaje en Barras de 230 KV
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN 230 : CONT7
5 - LLSCH 230 : CONT7
6 - MNANCE 230 : CONT7
11 - GUA 230 : CONT7
12 - VEL 230 : CONT7
14 - CHA 230 : CONT7
16 - BAI 230 : CONT7
20 - BOQ 230 : CONT7
23 - DOM 230 : CONT7

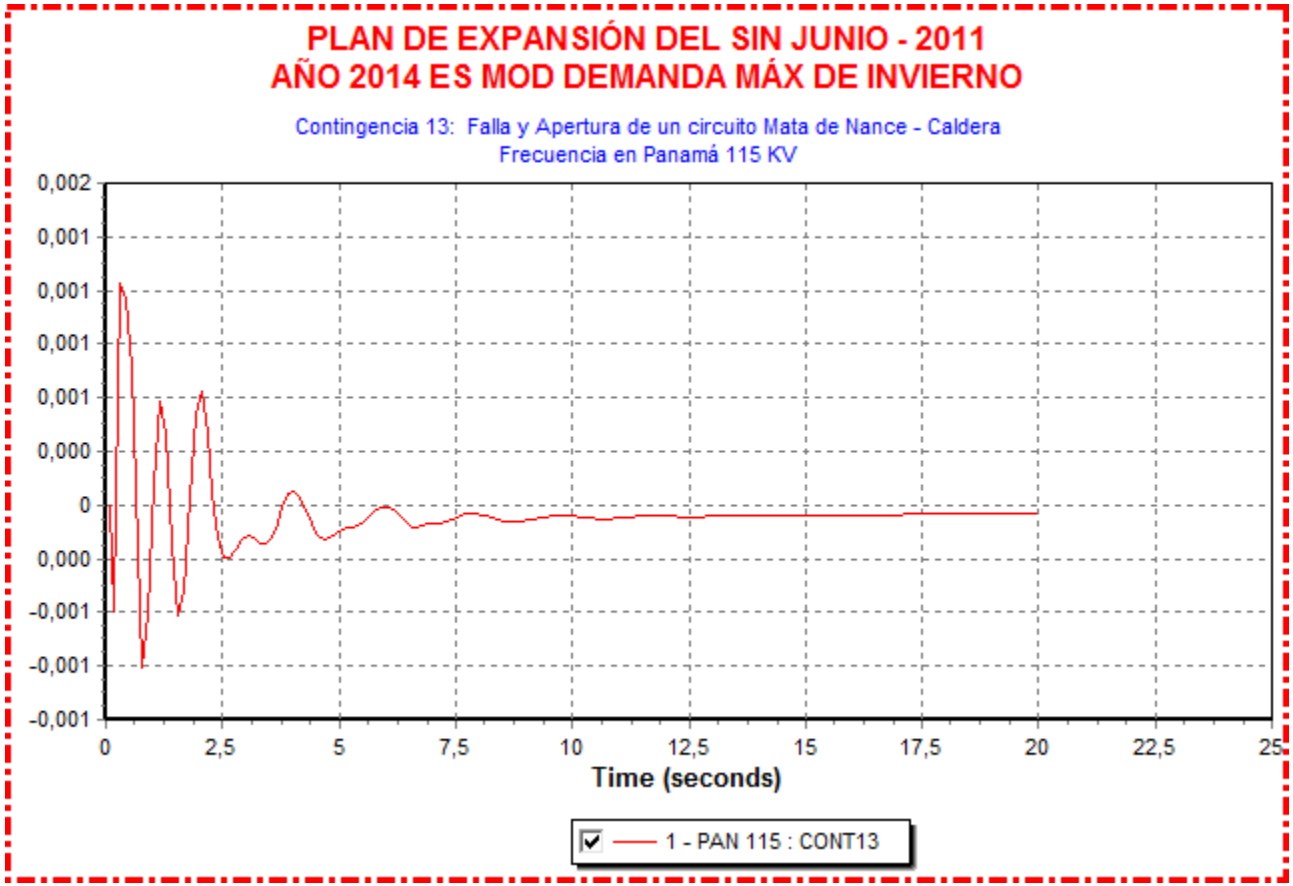

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 7: Falla y Apertura de un circuito de Frontera - Progreso
Comportamiento Hidráulico (Ángulos respecto a Bayano)
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
41 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : CONT7
50 - ANGL 6335[BAIG1 13.800]G1 : CONT7
84 - ANGL 6681[BFRIO13A 13.800]G1 : CONT7
86 - ANGL 6692[ALTO13A 13.800]G1 : CONT7
98 - ANGL 6750[BON13.8 13.800]G1 : CONT7
118 - ANGL 6841[BUR13A 13.800]G1 : CONT7

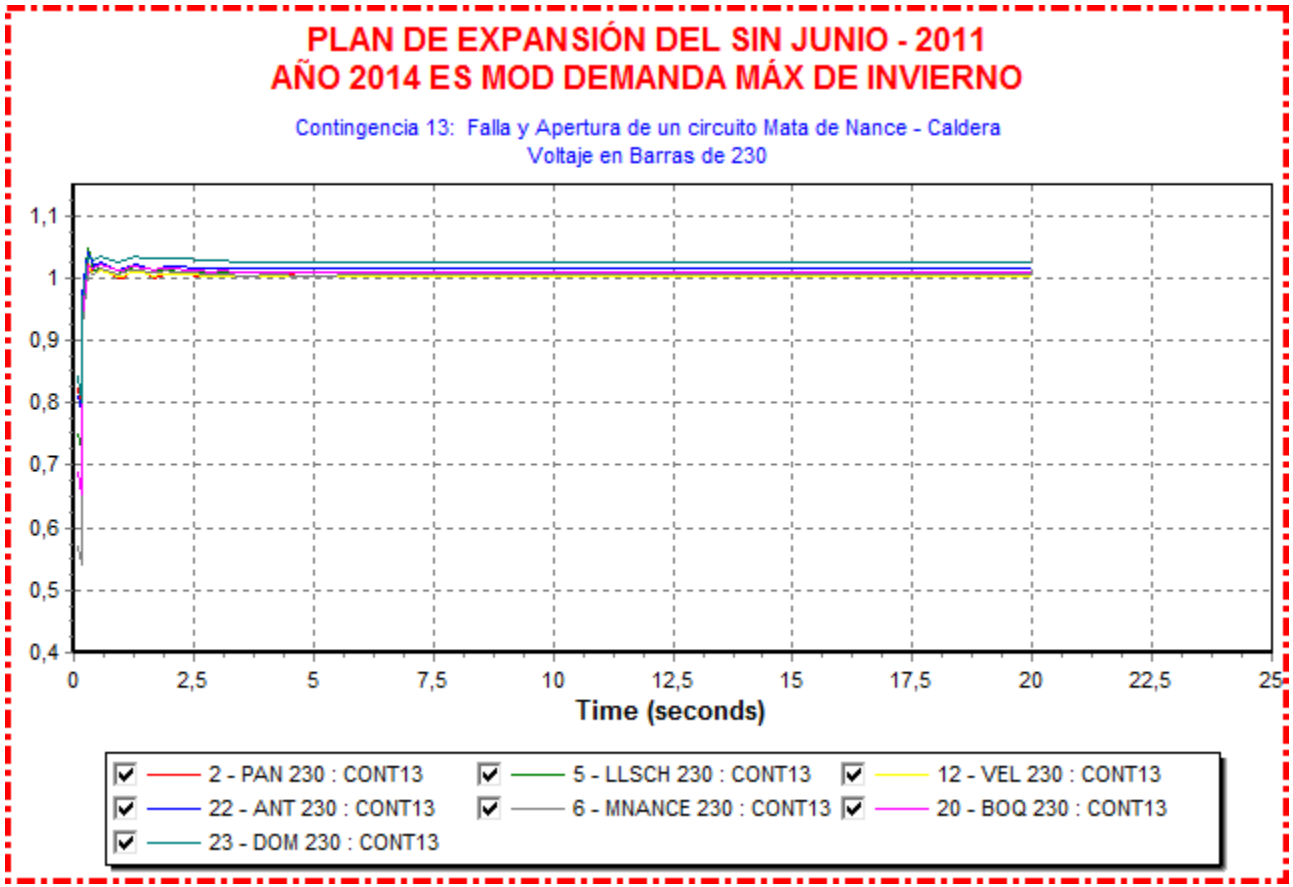

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 7: Falla y Apertura de un circuito de Frontera - Progreso
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
15
12,5
10
7,5
5
2,5
0
-2,5
-5
-7,5
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CONT7
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : CONT7

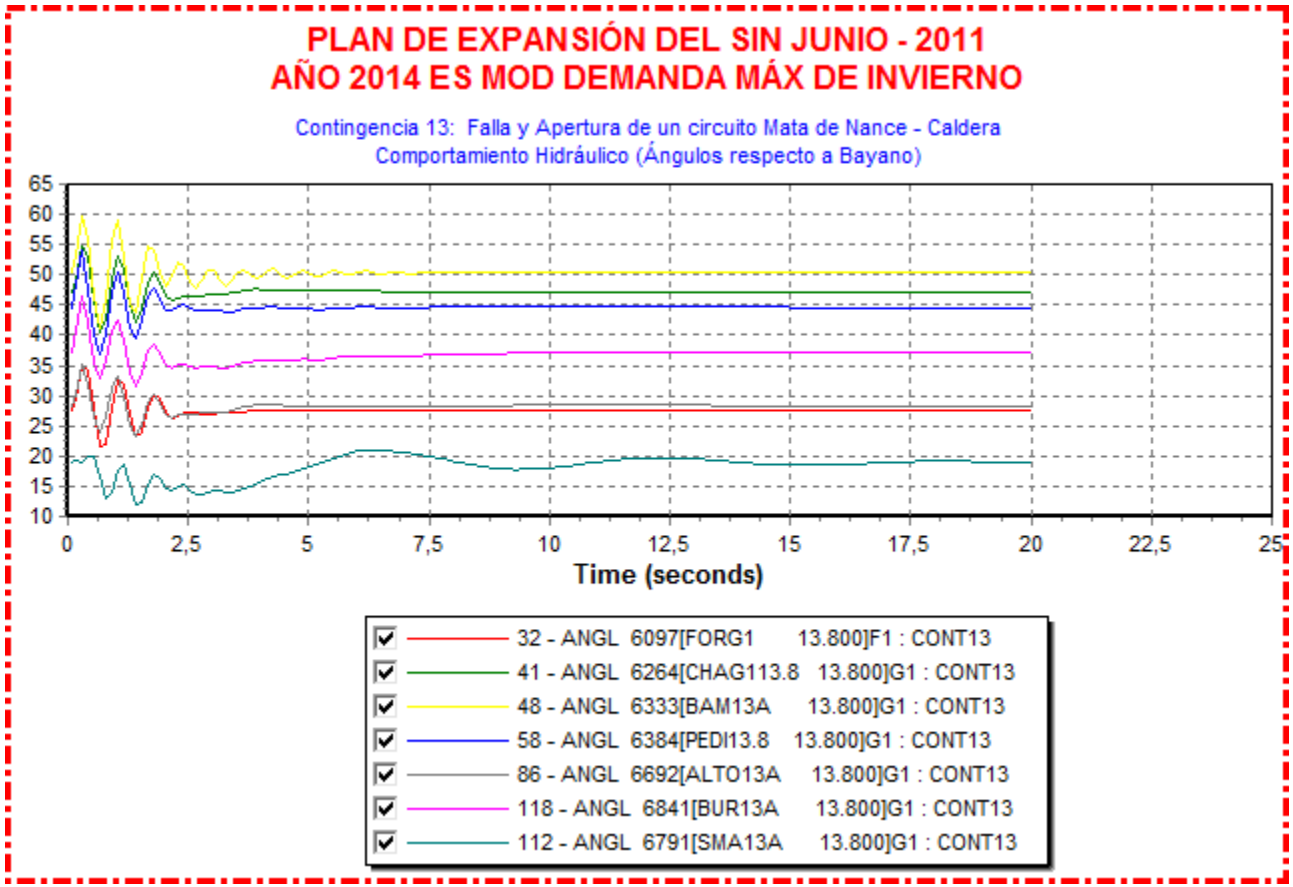

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 7: Falla y Apertura de un circuito de Frontera - Progreso
Potencia - Parque Eólico
0,67
0,66
0,65
0,64
0,63
0,62
0,61
0,6
0,59
0,58
0,57
0,56
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
128 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CONT7


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 7: Falla y Apertura de un circuito de Frontera - Progreso
MVARs entregados por SVC de Llano Sánchez
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
129 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CONT7

Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance – Caldera

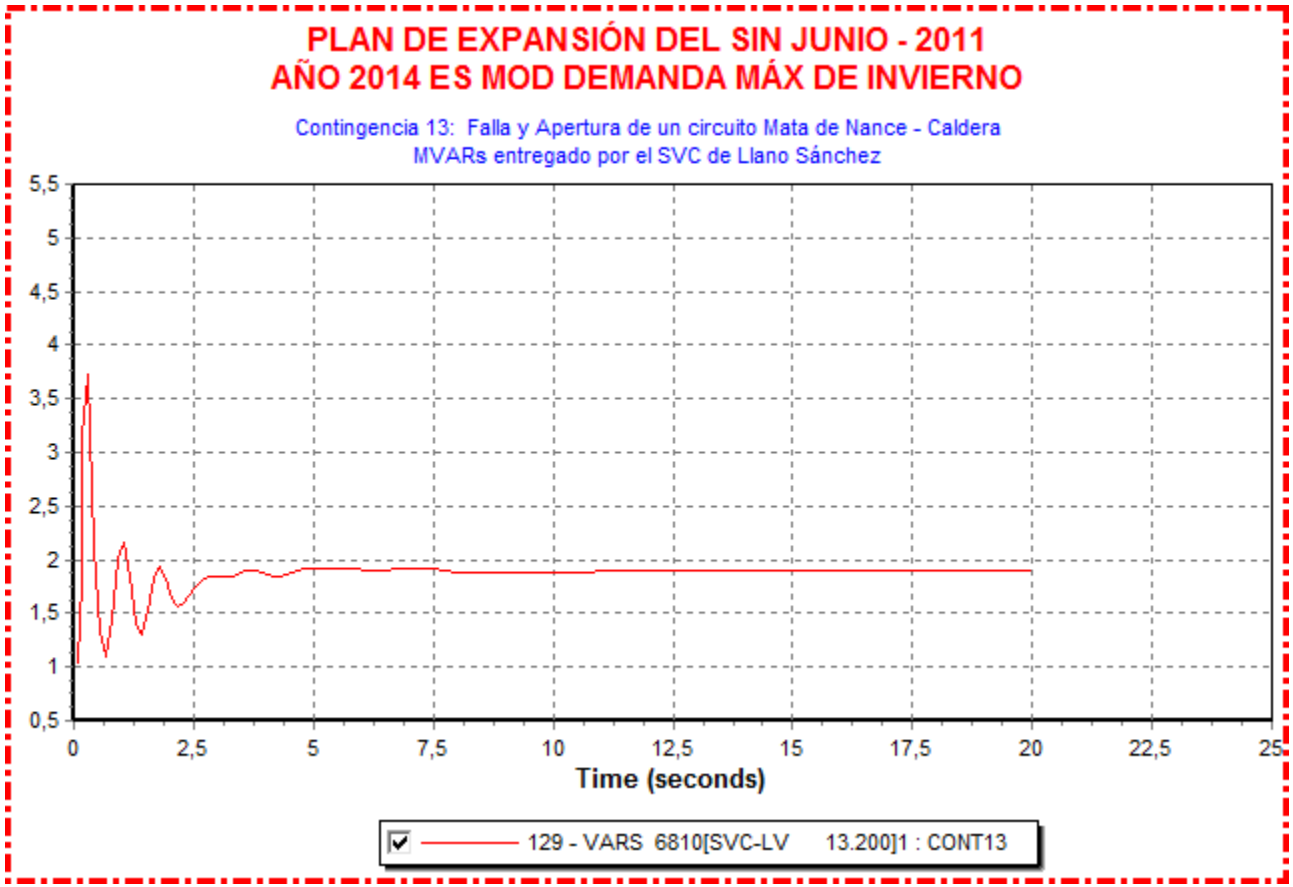



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ES MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Voltaje en Barras de 230
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN 230 : CONT13
5 - LLSCH 230 : CONT13
12 - VEL 230 : CONT13
22 - ANT 230 : CONT13
6 - MNANCE 230 : CONT13
20 - BOQ 230 : CONT13
23 - DOM 230 : CONT13

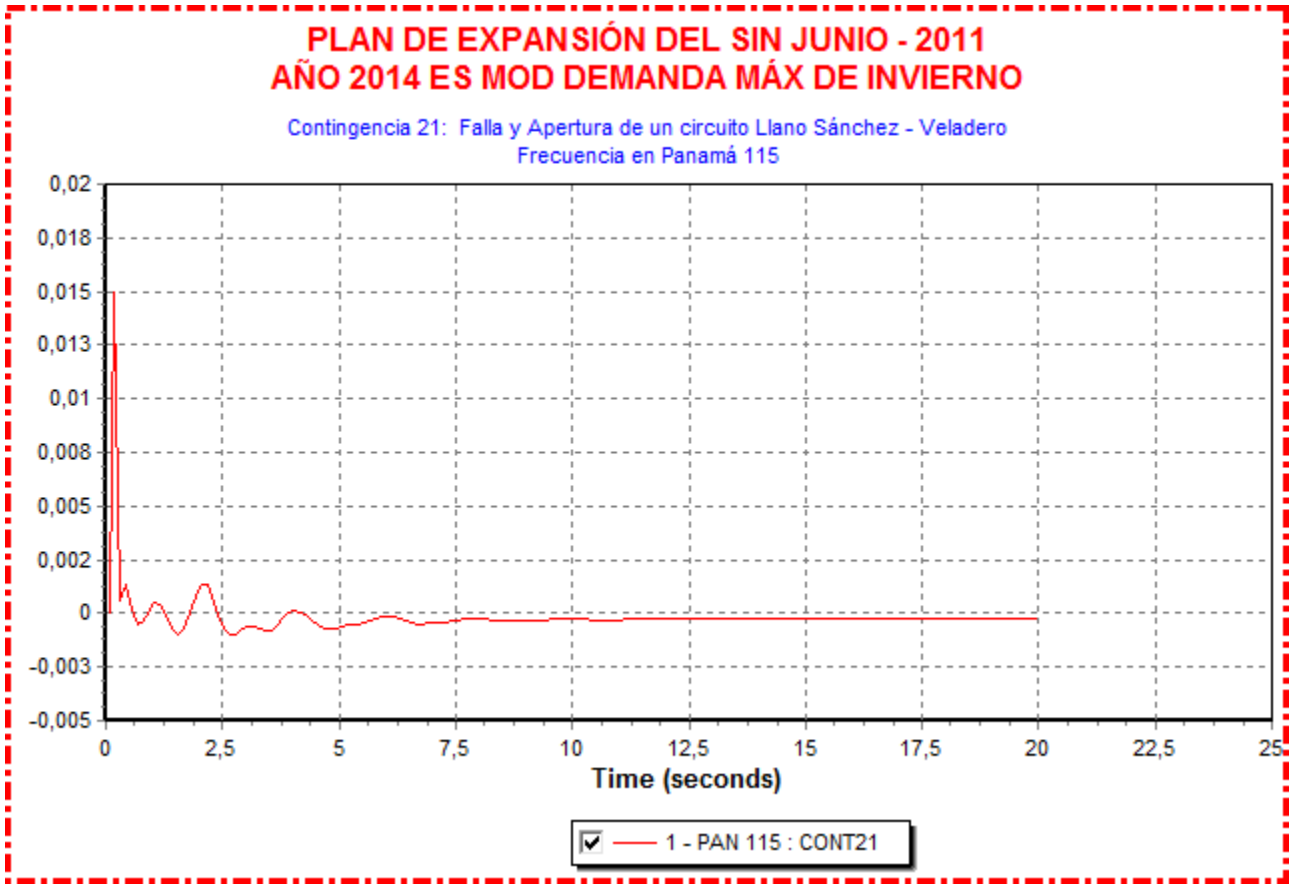

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ES MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Comportamiento Hidráulico (Ángulos respecto a Bayano)
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
32 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : CONT13
41 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : CONT13
48 - ANGL 6333[BAM13A 13.800]G1 : CONT13
58 - ANGL 6384[PEDI13.8 13.800]G1 : CONT13
86 - ANGL 6692[ALTO13A 13.800]G1 : CONT13
118 - ANGL 6841[BUR13A 13.800]G1 : CONT13
112 - ANGL 6791[SMA13A 13.800]G1 : CONT13

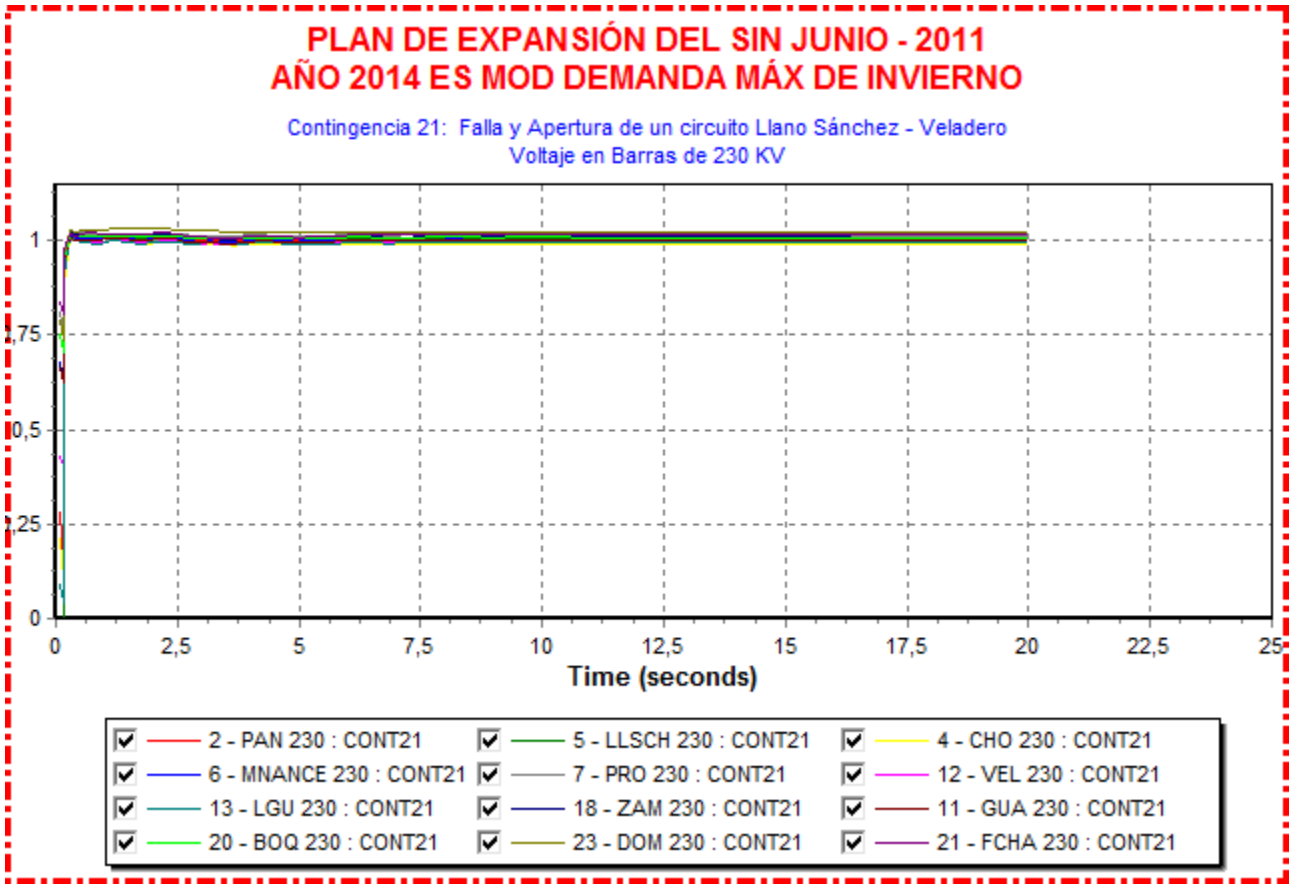

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ES MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
17,5
15
12,5
10
7,5
5
2,5
0
-2,5
-5
-7,5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CONT13
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : CONT13

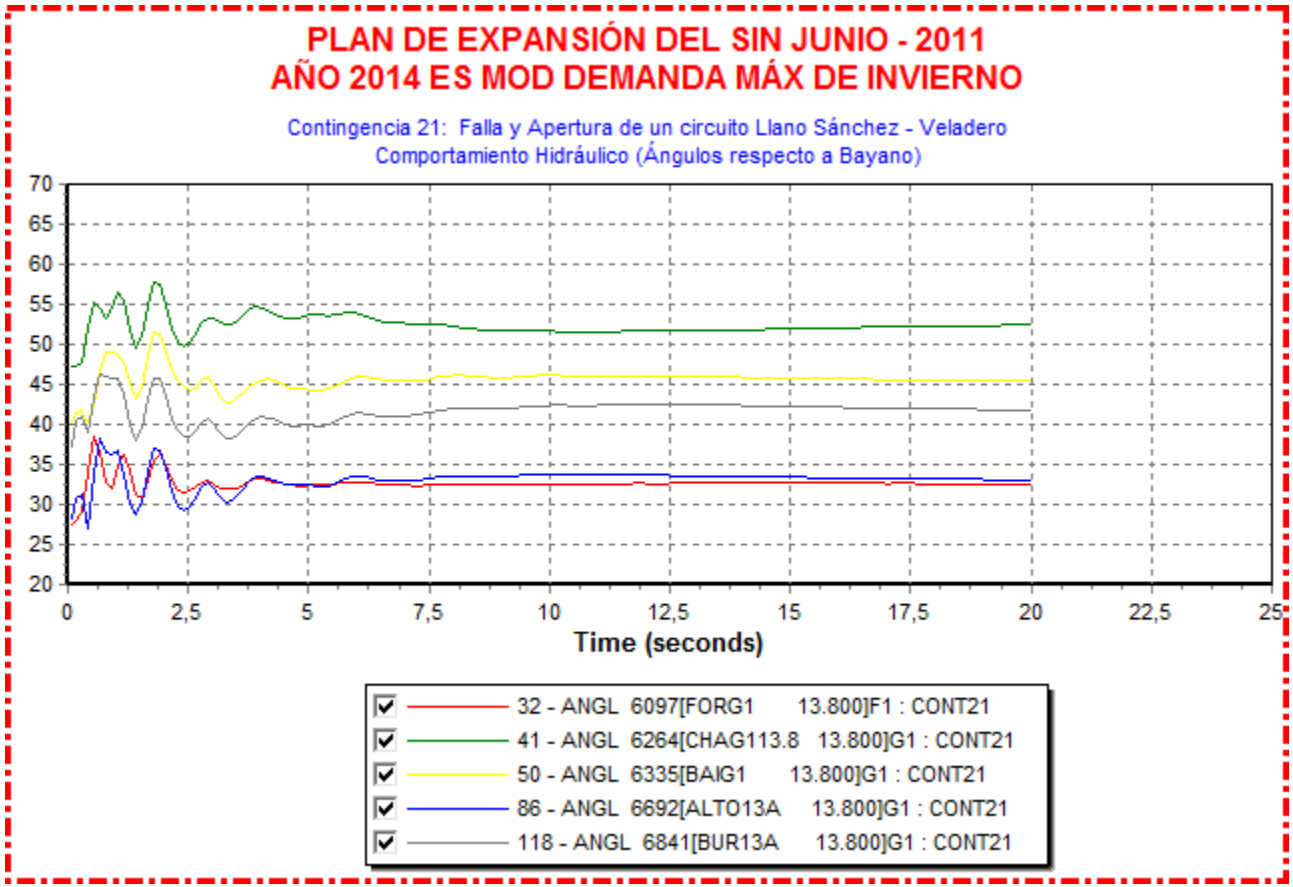

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ES MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Potencia - Parque Eólico
0,625
0,62
0,615
0,61
0,605
0,6
0,595
0,59
0,585
0,58
0,575
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
128 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CONT13

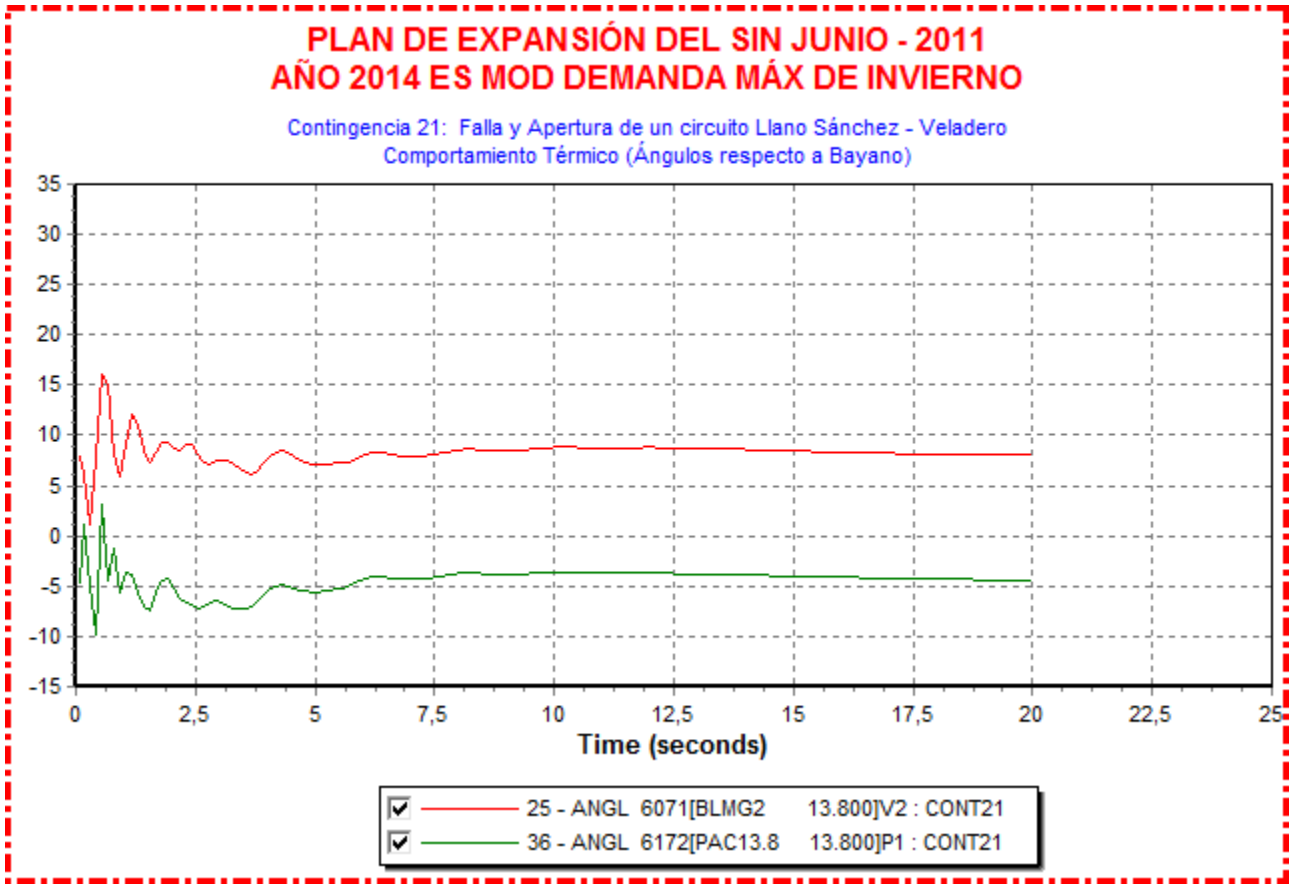

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ES MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
MVARs entregado por el SVC de Llano Sánchez
5,5
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
129 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CONT13

Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Veladero




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ES MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Voltaje en Barras de 230 KV
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN 230 : CONT21
5 - LLSCH 230 : CONT21
4 - CHO 230 : CONT21
6 - MNANCE 230 : CONT21
7 - PRO 230 : CONT21
12 - VEL 230 : CONT21
13 - LGU 230 : CONT21
18 - ZAM 230 : CONT21
11 - GUA 230 : CONT21
20 - BOQ 230 : CONT21
23 - DOM 230 : CONT21
21 - FCHA 230 : CONT21


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ES MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Comportamiento Hidráulico (Ángulos respecto a Bayano)
70
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
32 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : CONT21
41 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : CONT21
50 - ANGL 6335[BAIG1 13.800]G1 : CONT21
86 - ANGL 6692[ALTO13A 13.800]G1 : CONT21
118 - ANGL 6841[BUR13A 13.800]G1 : CONT21

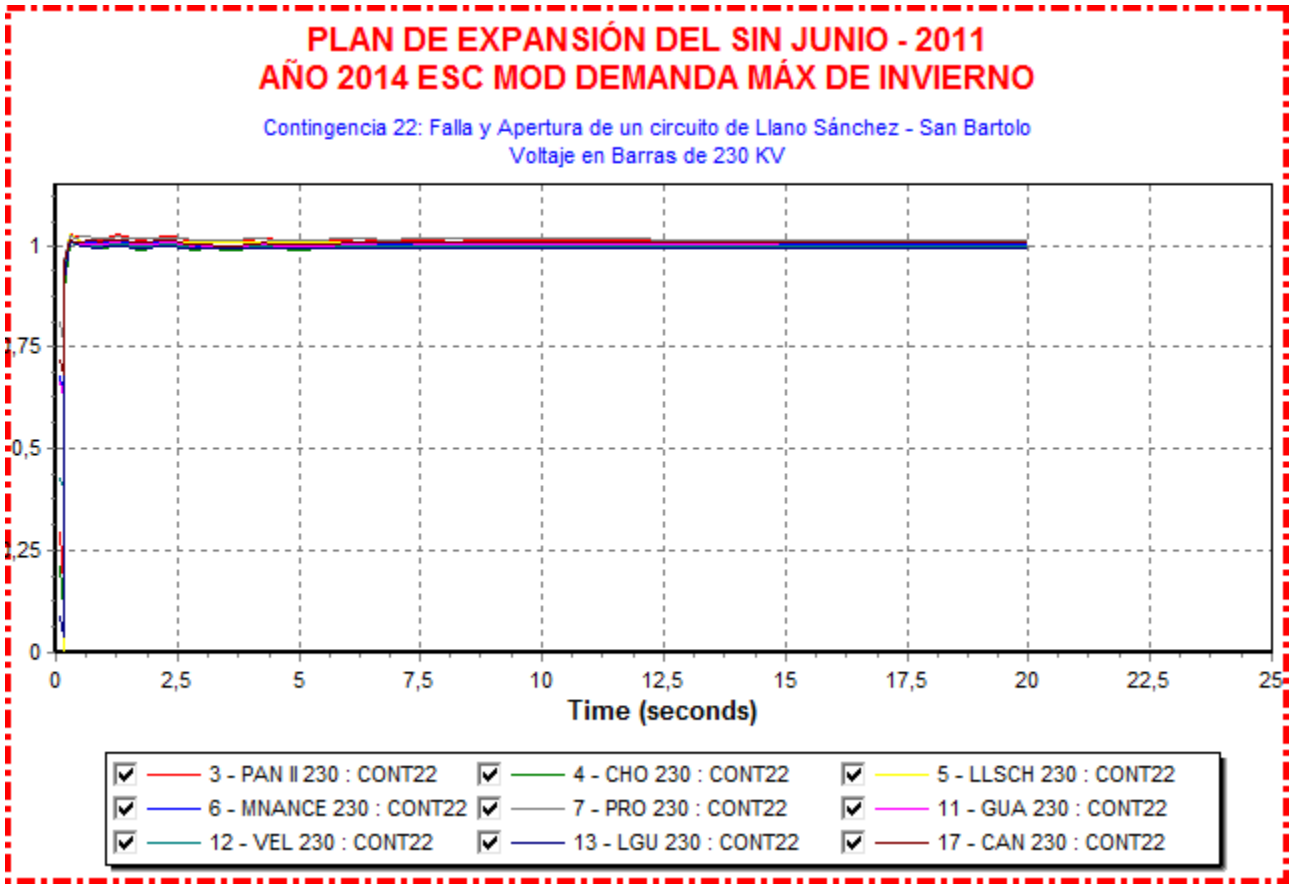

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ES MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
35
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CONT21
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : CONT21

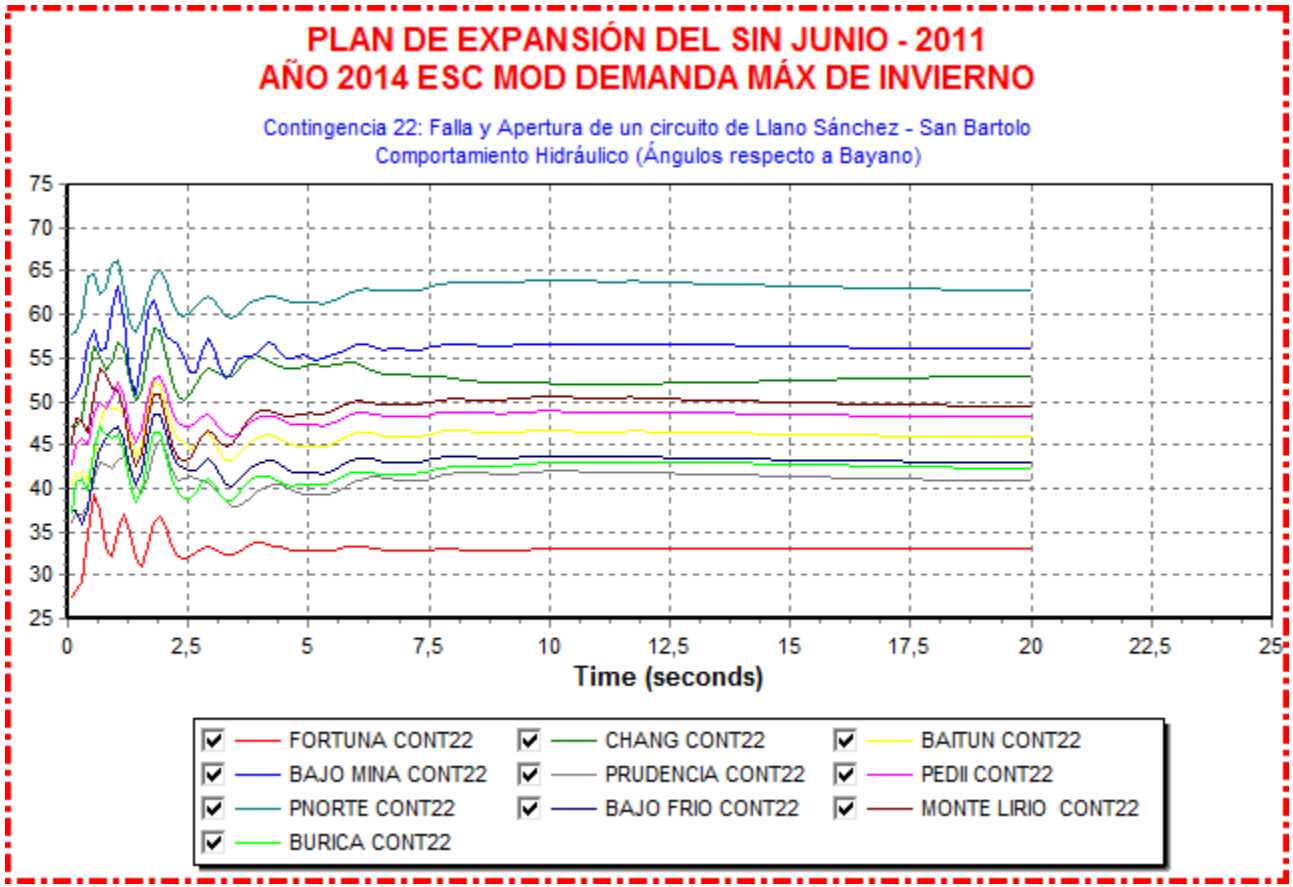

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ES MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Potencia - Parque Eólico
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0,2
0,15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
128 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CONT21

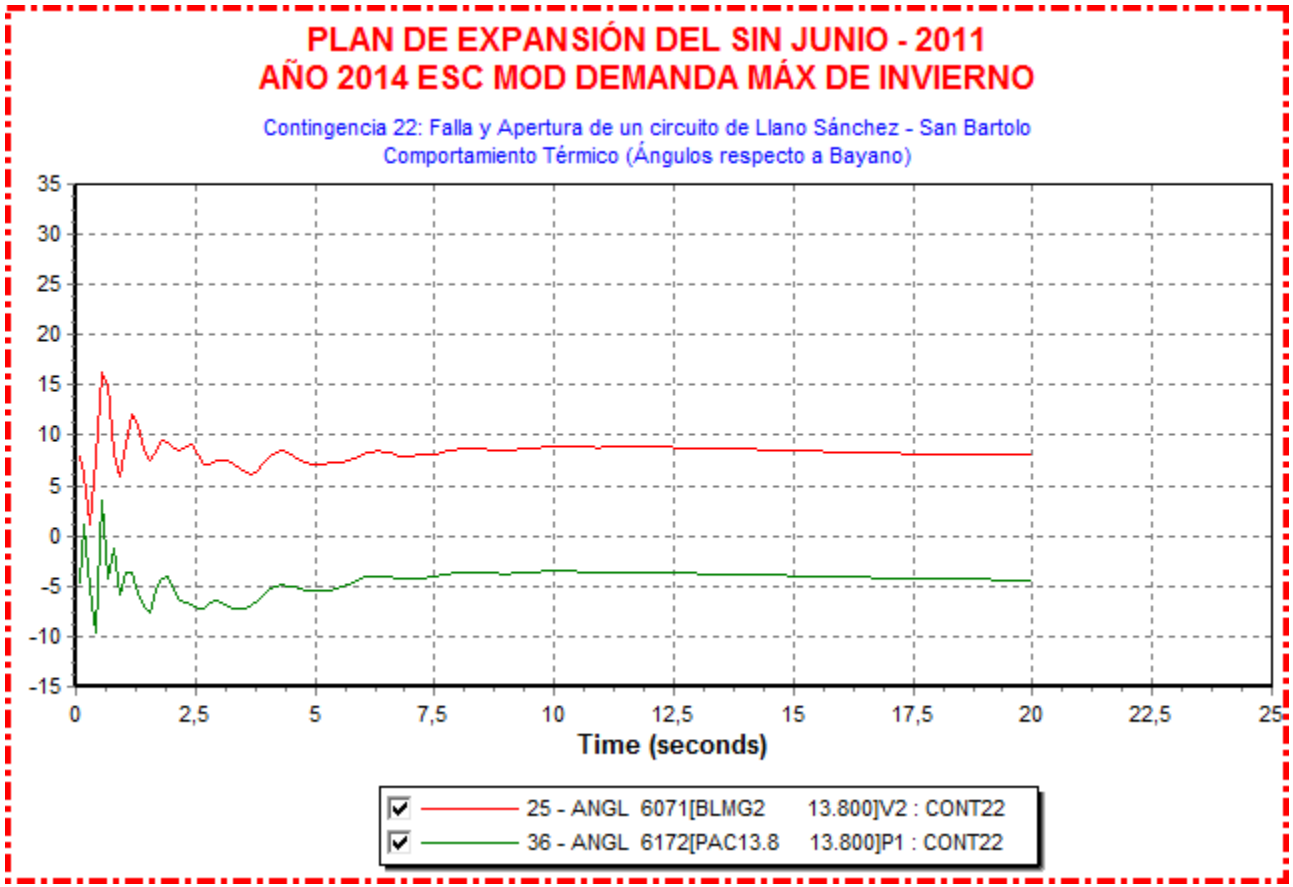

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ES MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
MVARs entregados por SVC de Llano Sánchez
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
129 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CONT21

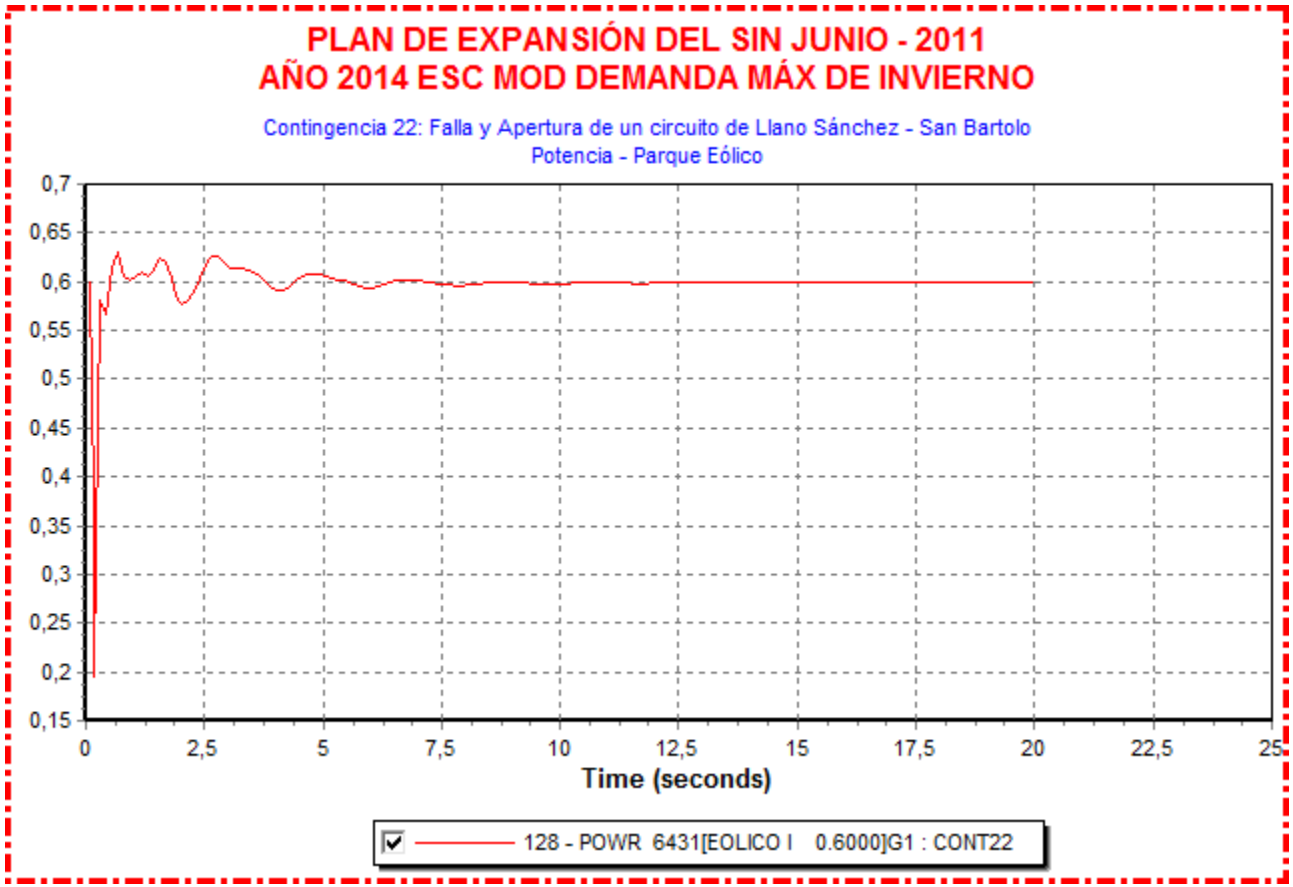
Contingencia 22: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – San Bartolo

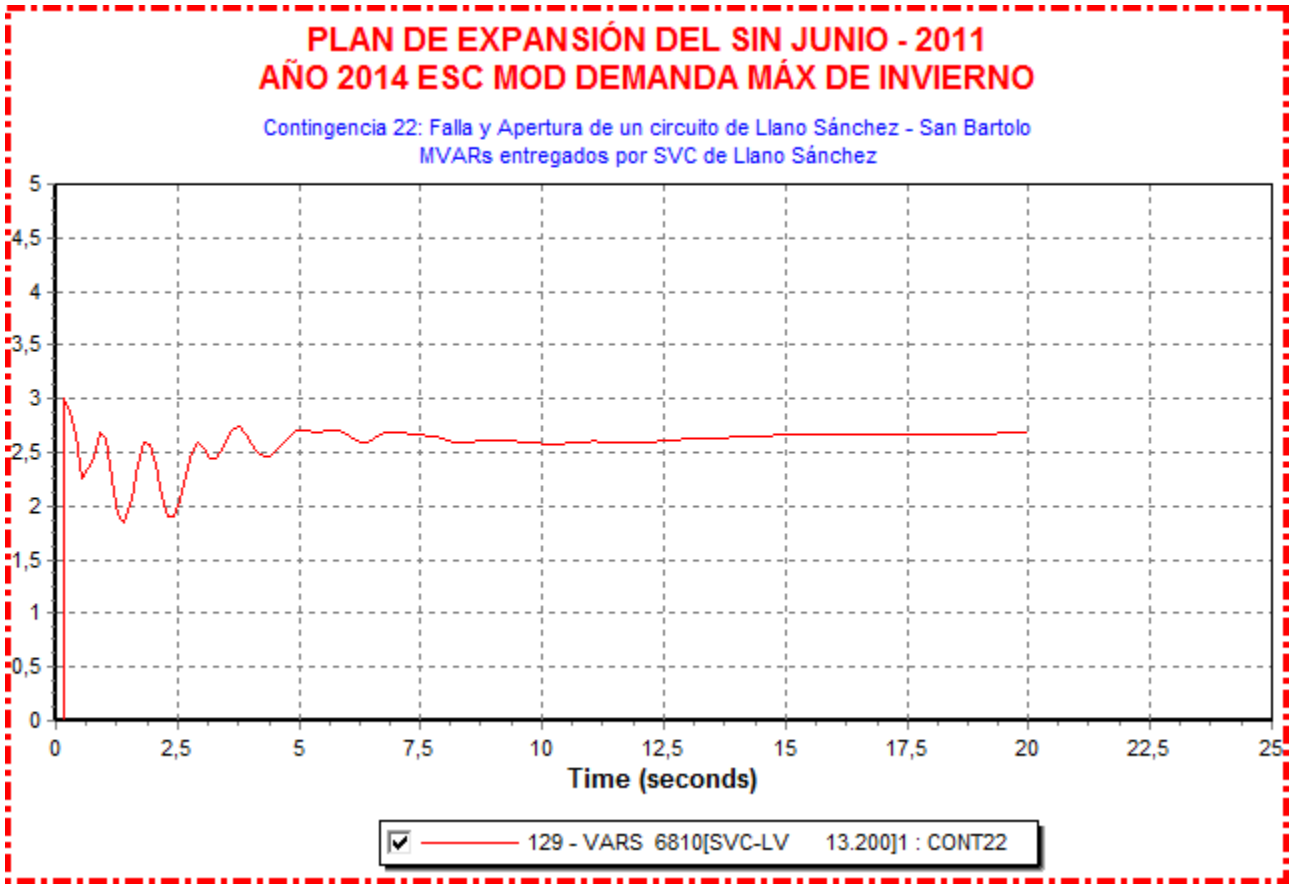



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez - San Bartolo
Voltaje en Barras de 230 KV
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
3 - PAN II 230 : CONT22
4 - CHO 230 : CONT22
5 - LLSCH 230 : CONT22
6 - MNANCE 230 : CONT22
7 - PRO 230 : CONT22
11 - GUA 230 : CONT22
12 - VEL 230 : CONT22
13 - LGU 230 : CONT22
17 - CAN 230 : CONT22

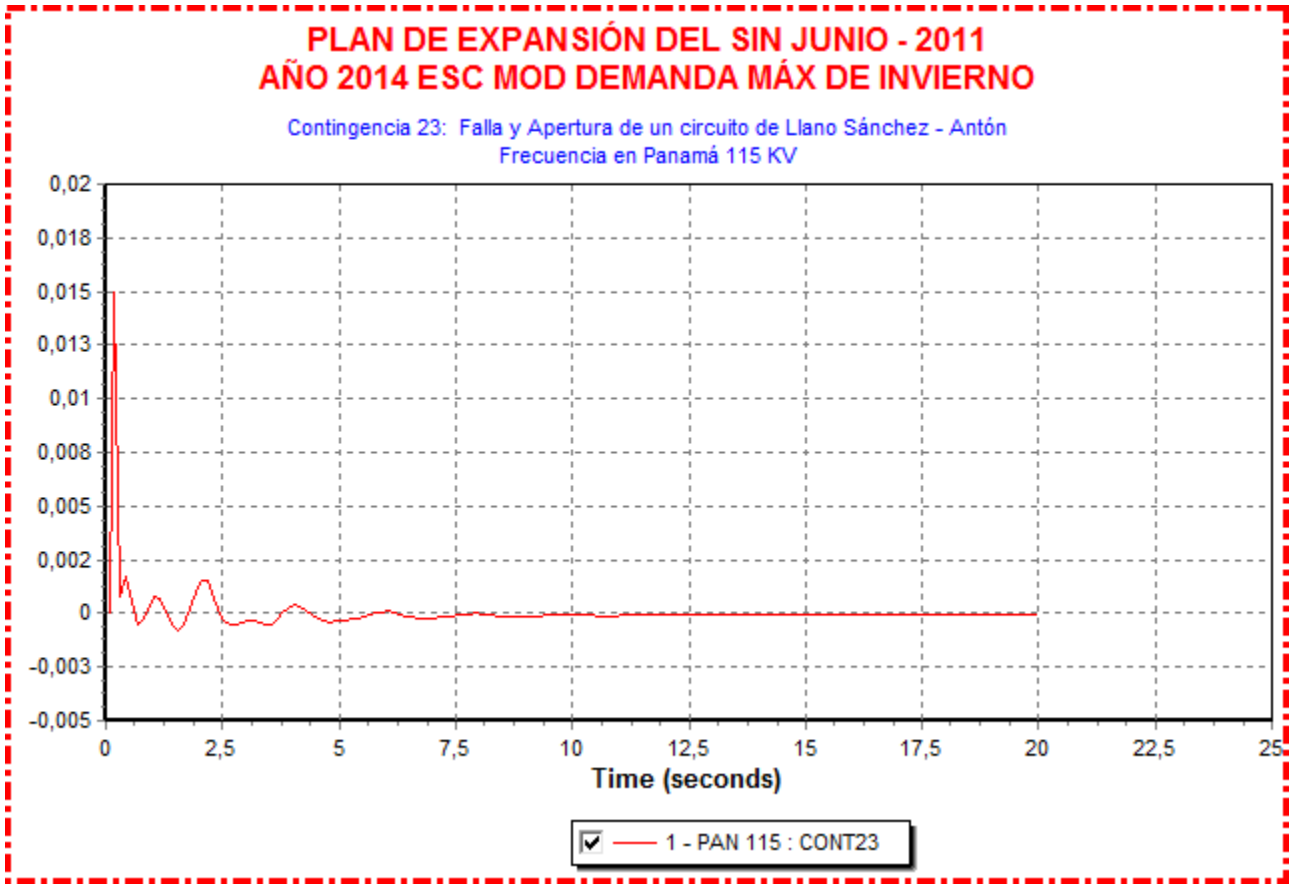

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez - San Bartolo
Comportamiento Hidráulico (Ángulos respecto a Bayano)
75
70
65
60
55
50
45
40
35
30
25
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FORTUNA CONT22
CHANG CONT22
BAITUN CONT22
BAJO MINA CONT22
PRUDENCIA CONT22
PEDII CONT22
PNORTE CONT22
BAJO FRIO CONT22
MONTE LIRIO CONT22
BURICA CONT22

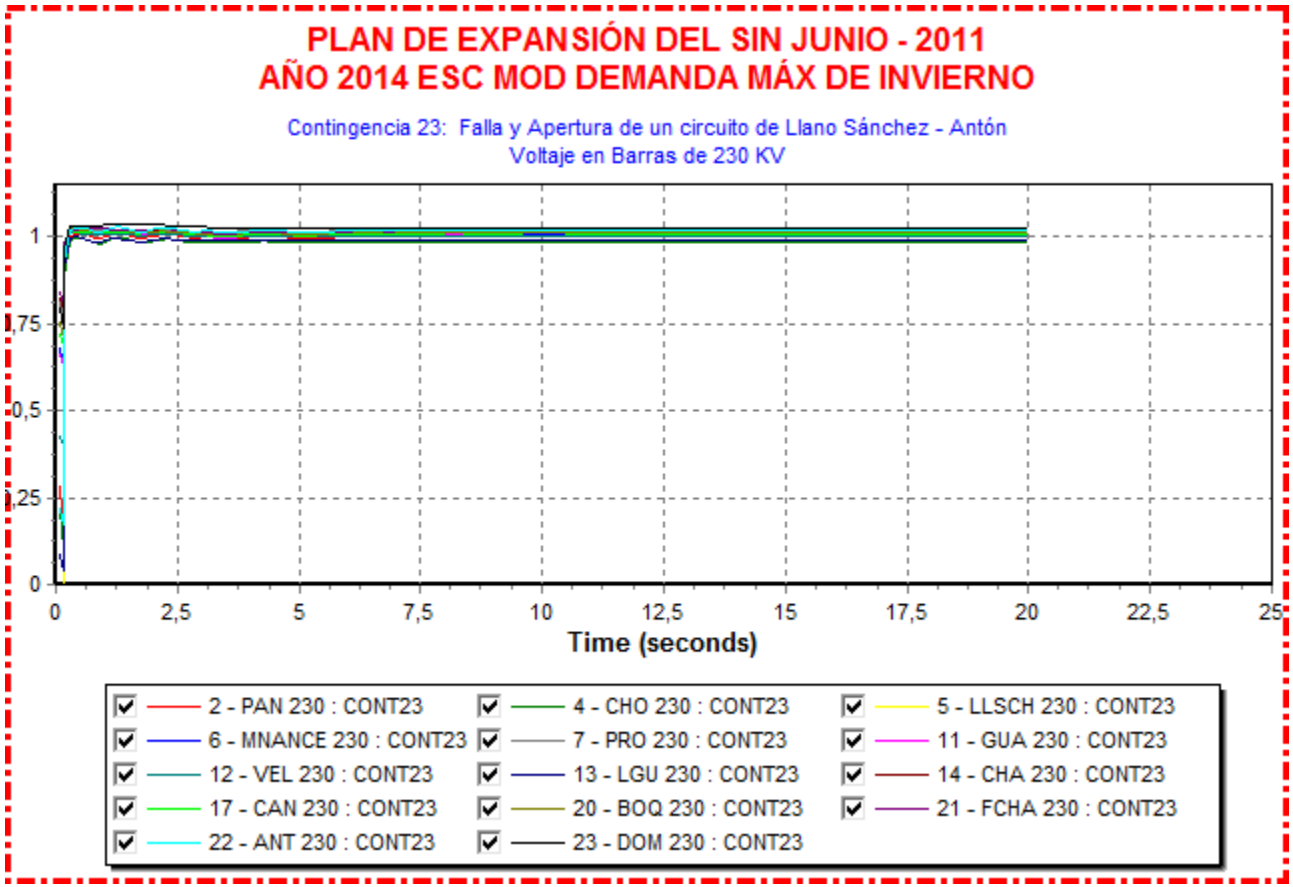

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez - San Bartolo
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
35
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CONT22
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : CONT22

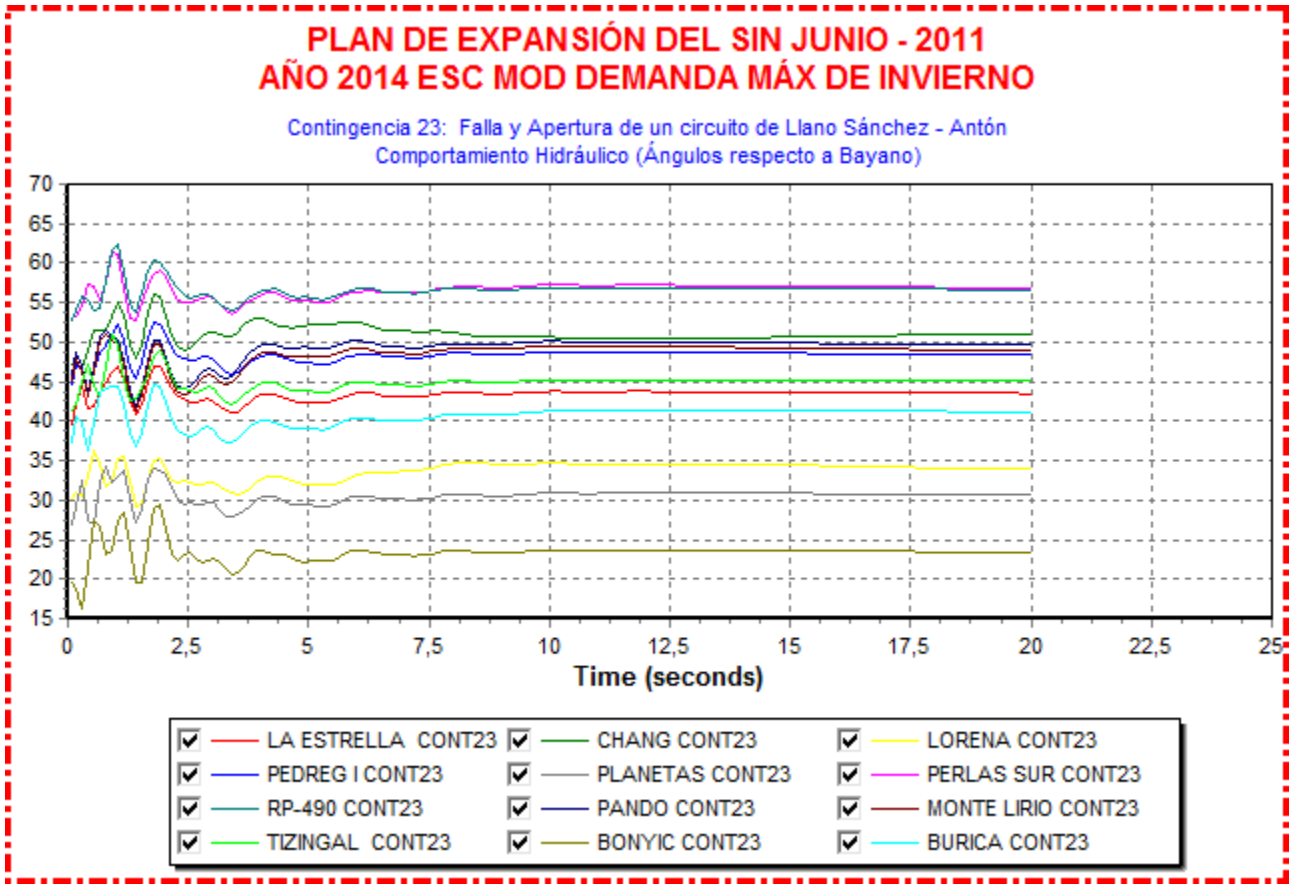

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez - San Bartolo
Potencia - Parque Eólico
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0,2
0,15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
128 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CONT22

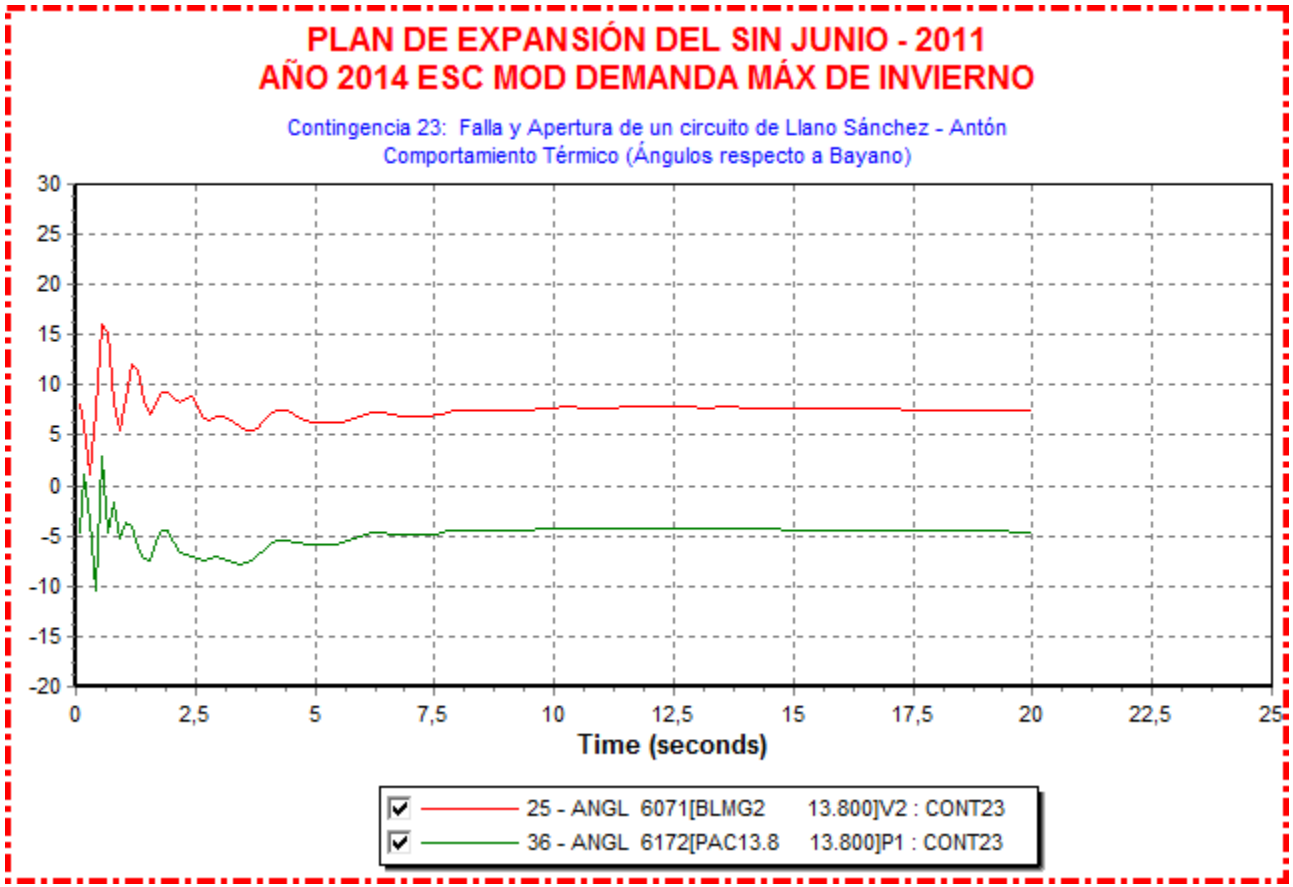

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez - San Bartolo
MVARs entregados por SVC de Llano Sánchez
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
129 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CONT22

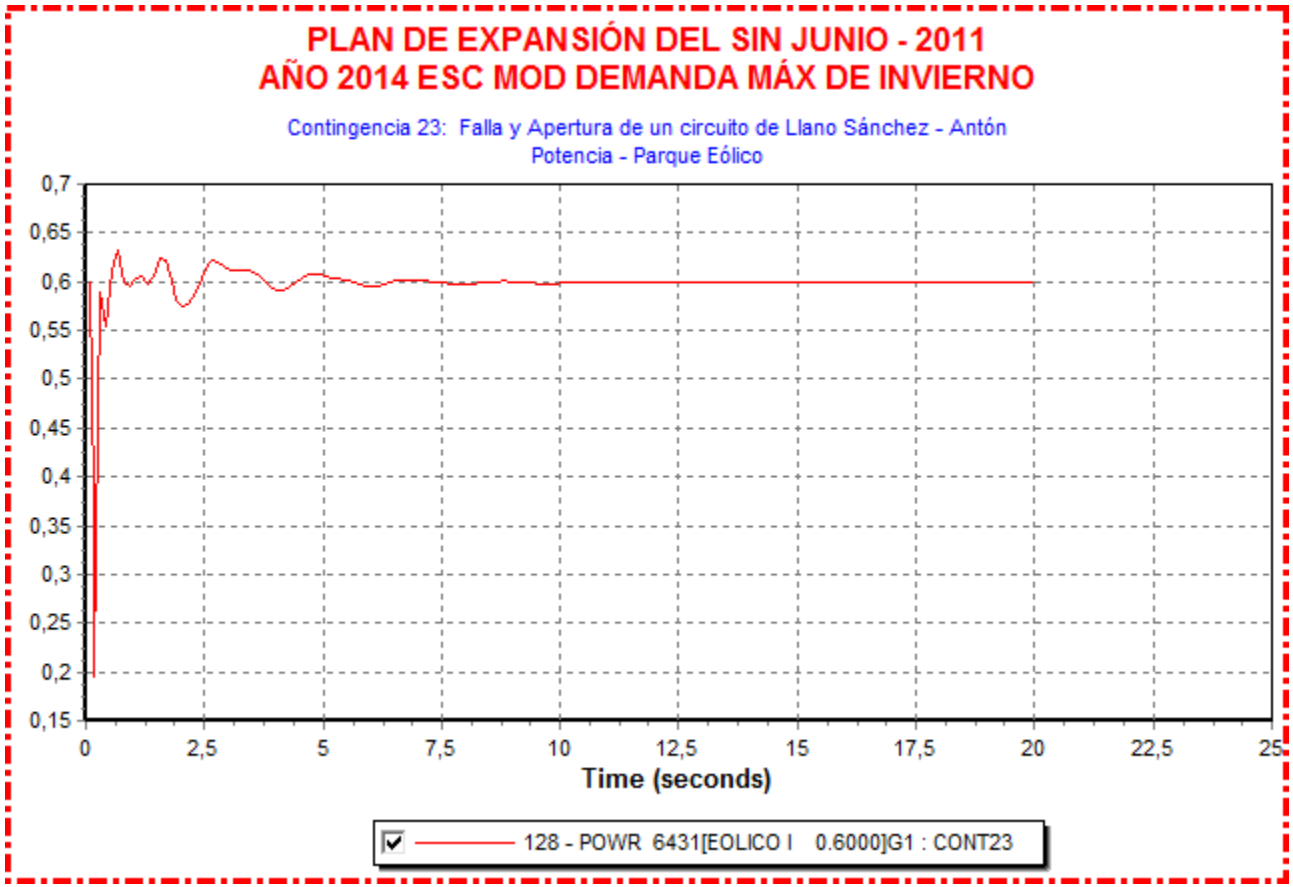
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Antón




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez - Antón
Voltaje en Barras de 230 KV
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN 230 : CONT23
4 - CHO 230 : CONT23
5 - LLSCH 230 : CONT23
6 - MNANCE 230 : CONT23
7 - PRO 230 : CONT23
11 - GUA 230 : CONT23
12 - VEL 230 : CONT23
13 - LGU 230 : CONT23
14 - CHA 230 : CONT23
17 - CAN 230 : CONT23
20 - BOQ 230 : CONT23
21 - FCHA 230 : CONT23
22 - ANT 230 : CONT23
23 - DOM 230 : CONT23


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez - Antón
Comportamiento Hidráulico (Ángulos respecto a Bayano)
70
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
LA ESTRELLA CONT23
CHANG CONT23
LORENA CONT23
PEDREG I CONT23
PLANETAS CONT23
PERLAS SUR CONT23
RP-490 CONT23
PANDO CONT23
MONTE LIRIO CONT23
TIZINGAL CONT23
BONYIC CONT23
BURICA CONT23

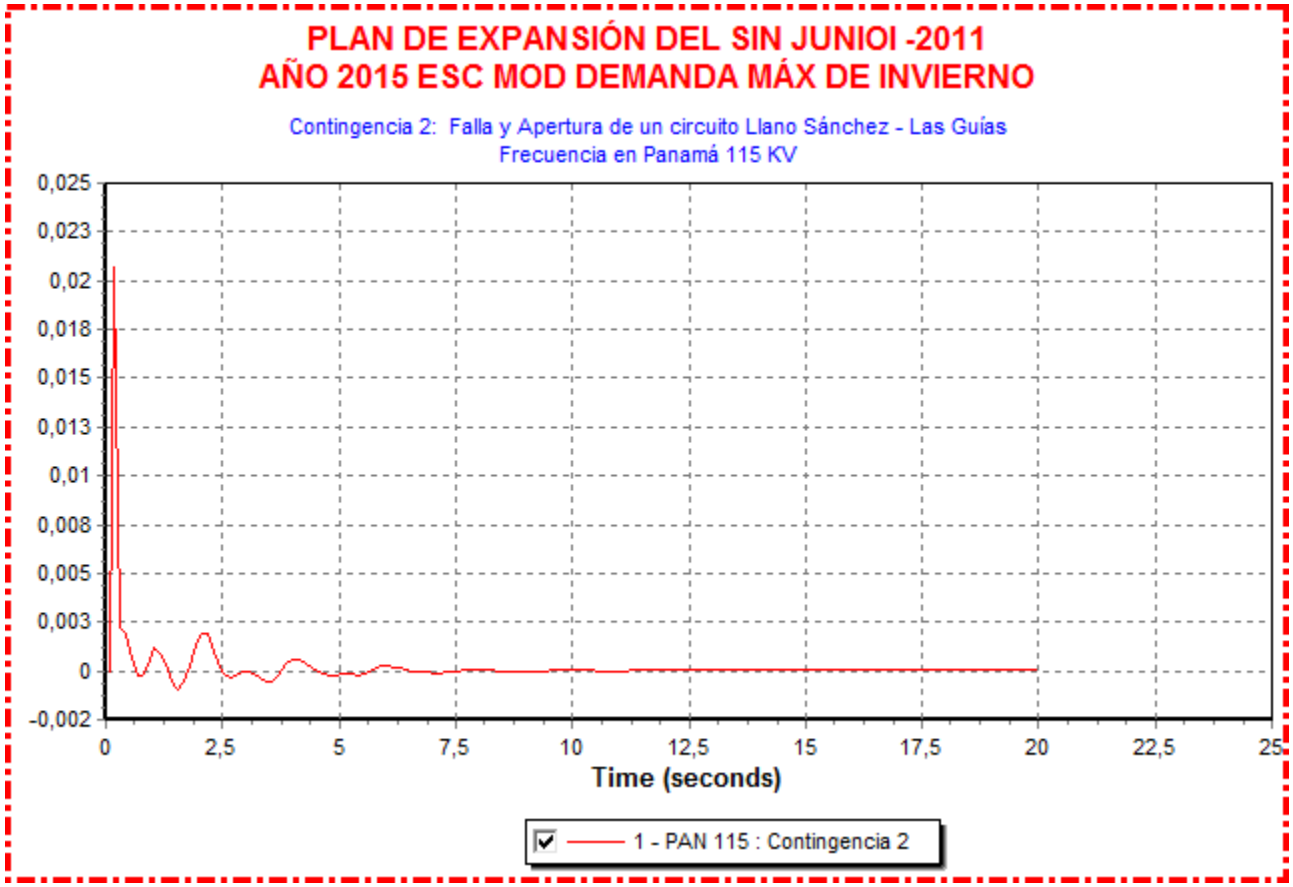

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez - Antón
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CONT23
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : CONT23

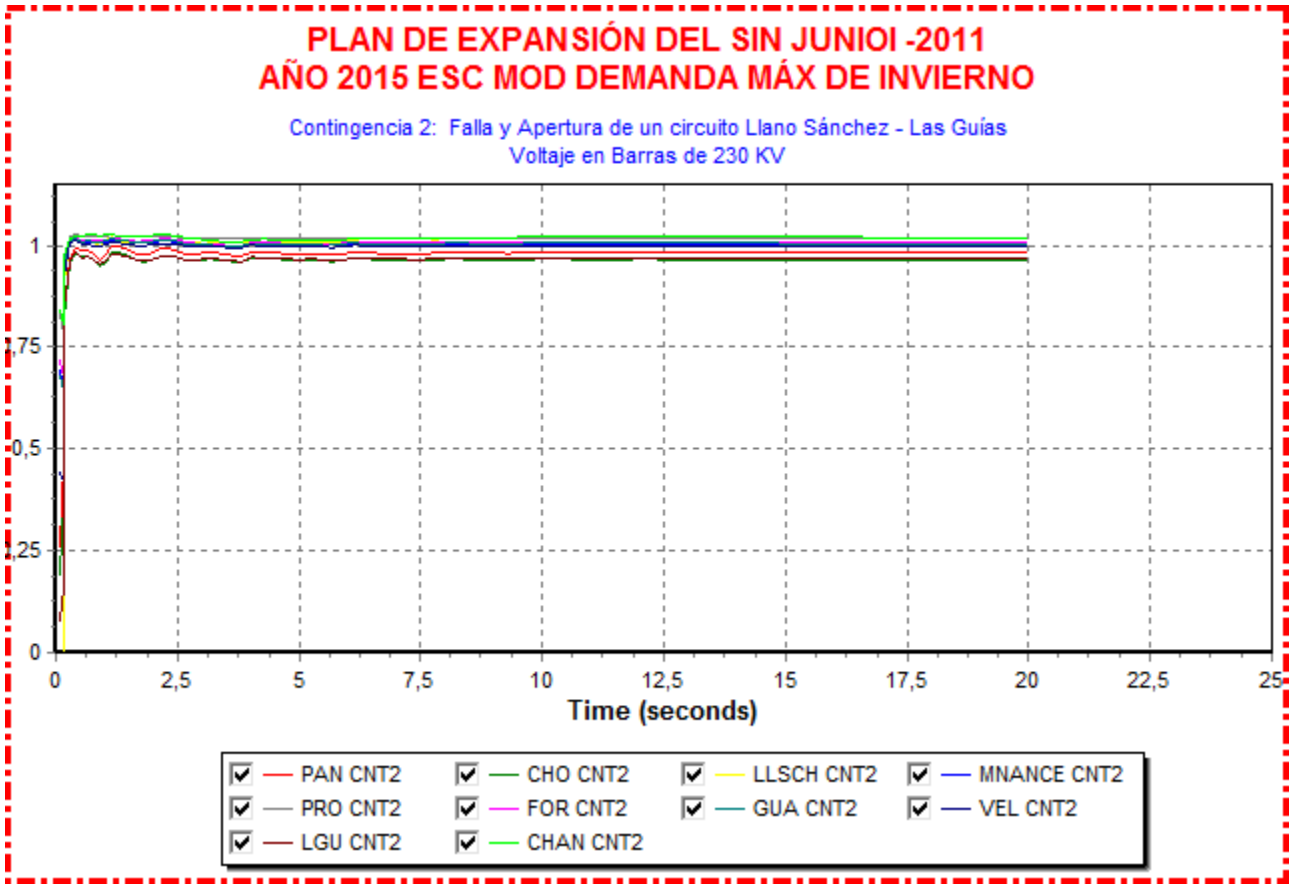

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez - Antón
Potencia - Parque Eólico
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0,2
0,15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
128 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CONT23

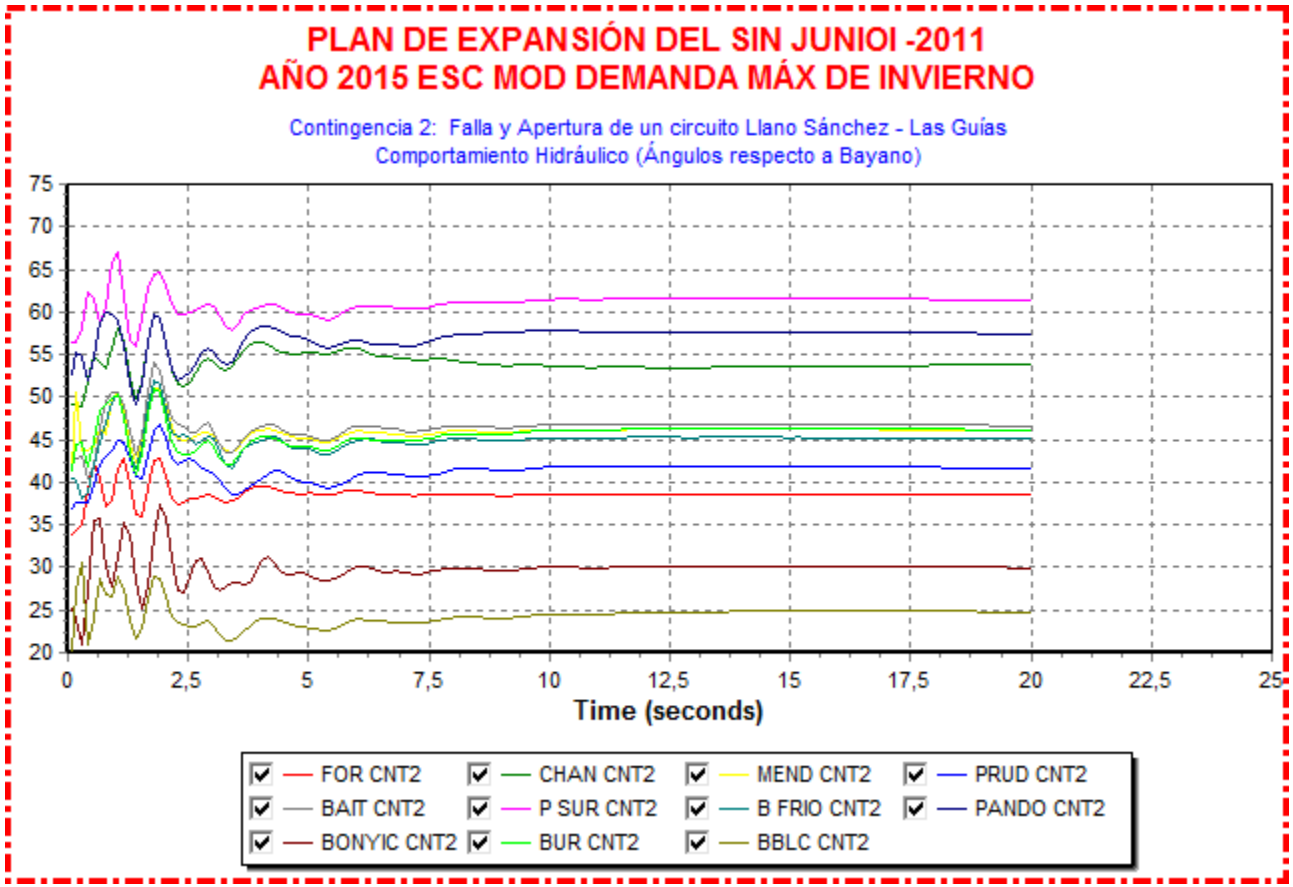

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2014 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez - Antón
MVARs entregados por SVC de Llano Sánchez
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
129 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CONT23

Año 2015

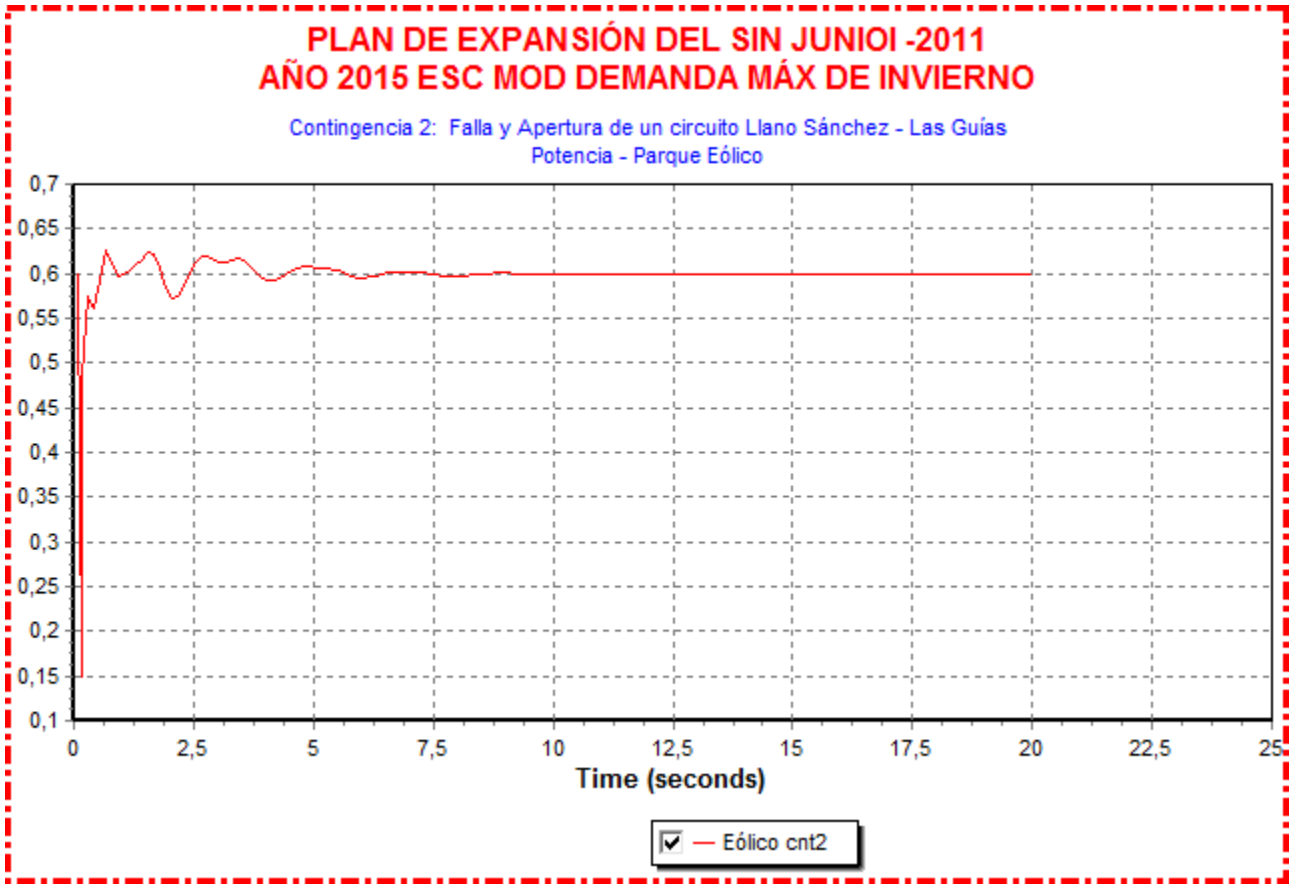
Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Las Guías




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIOI -2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Las Guías
Voltaje en Barras de 230 KV
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
PAN CNT2
CHO CNT2
LLSCH CNT2
MNANCE CNT2
PRO CNT2
FOR CNT2
GUA CNT2
VEL CNT2
LGU CNT2
CHAN CNT2

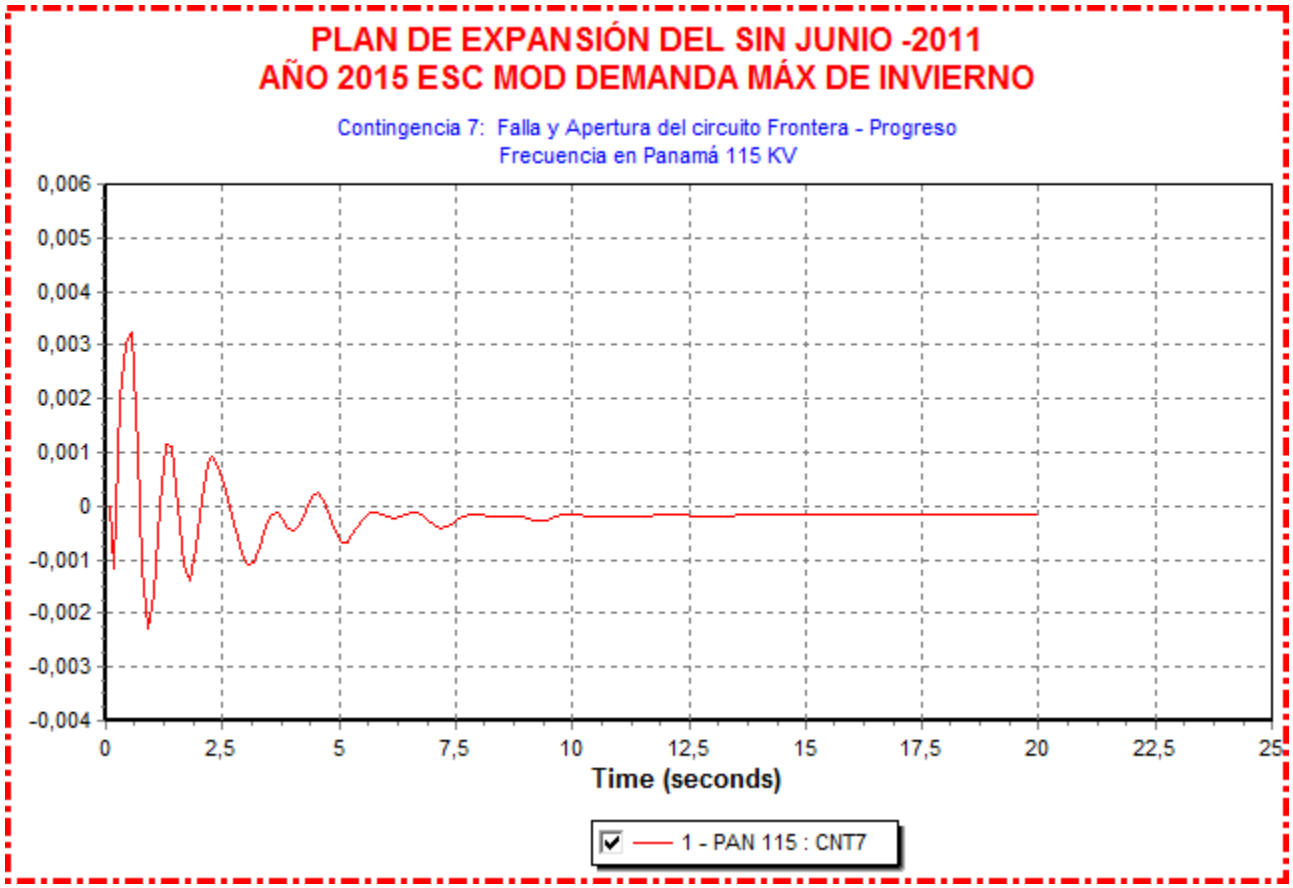

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIOI -2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Las Guías
Comportamiento Hidráulico (Ángulos respecto a Bayano)
75
70
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FOR CNT2
CHAN CNT2
MEND CNT2
PRUD CNT2
BAIT CNT2
P SUR CNT2
B FRIO CNT2
PANDO CNT2
BONYIC CNT2
BUR CNT2
BBLC CNT2

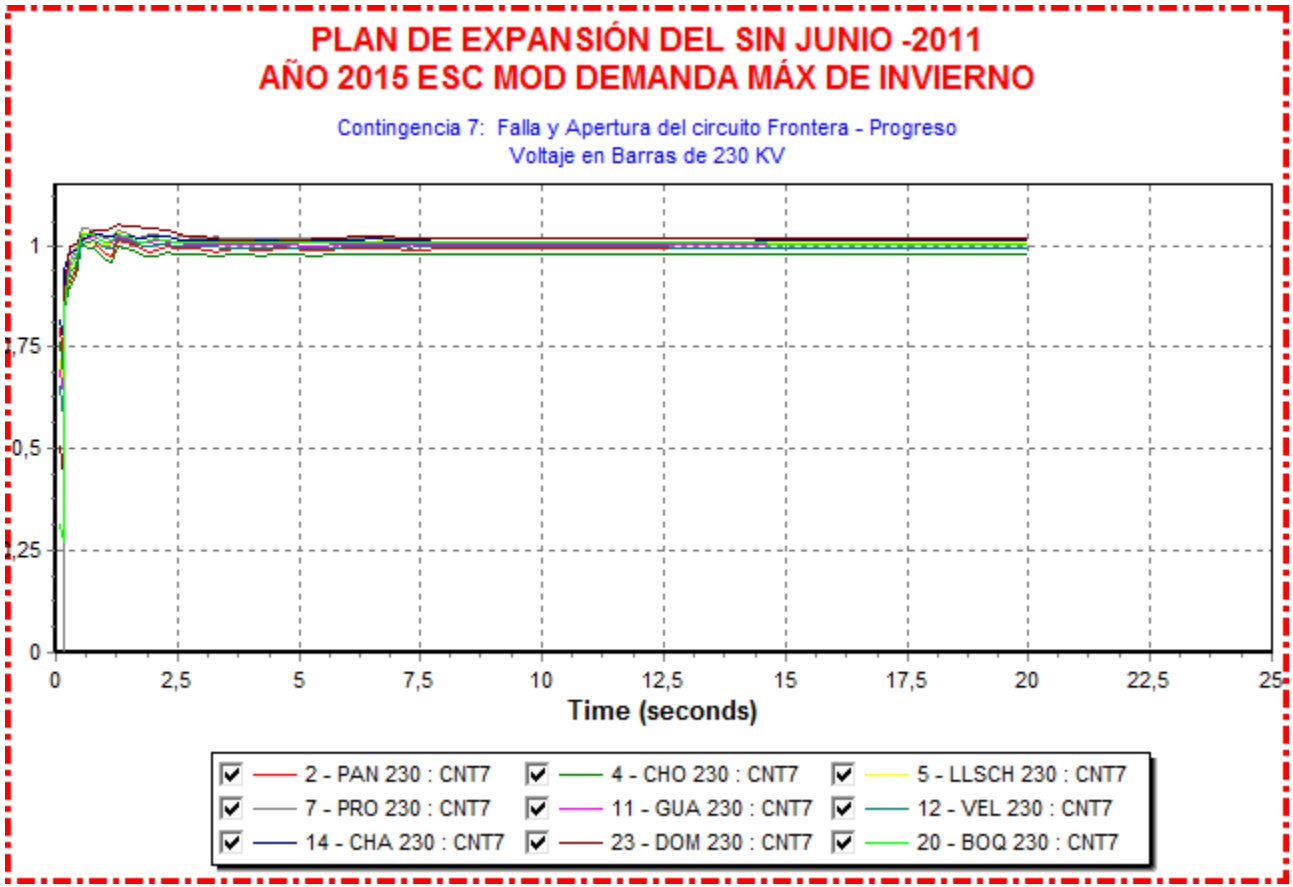

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIOI -2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Las Guías
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : Contingencia 2
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : Contingencia 2

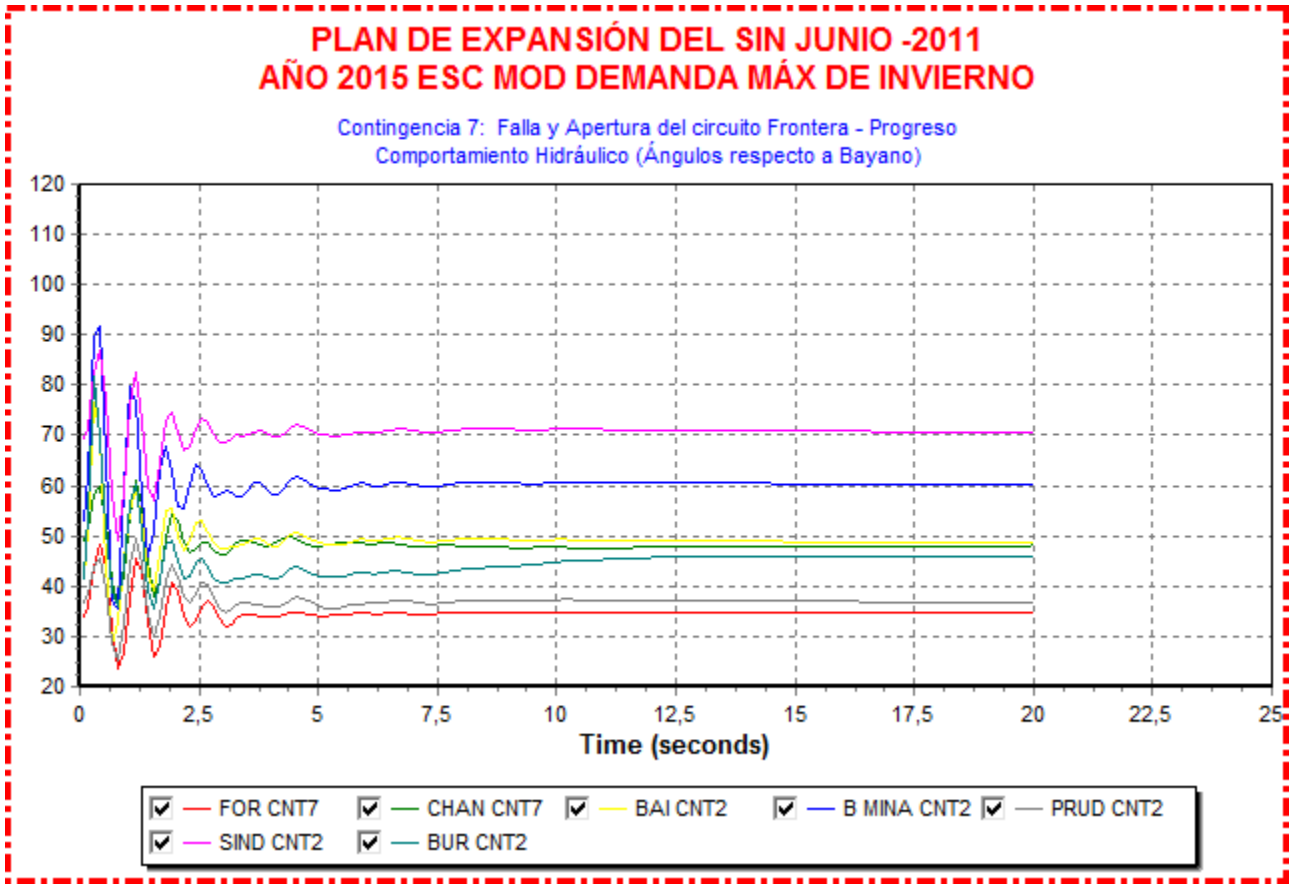

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIOI -2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Las Guías
Potencia - Parque Eólico
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0,2
0,15
0,1
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
Eólico cnt2


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIOI -2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Las Guías
MVARs entregados por SVC de Llano Sánchez
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
SVC-LLSCH CNT2

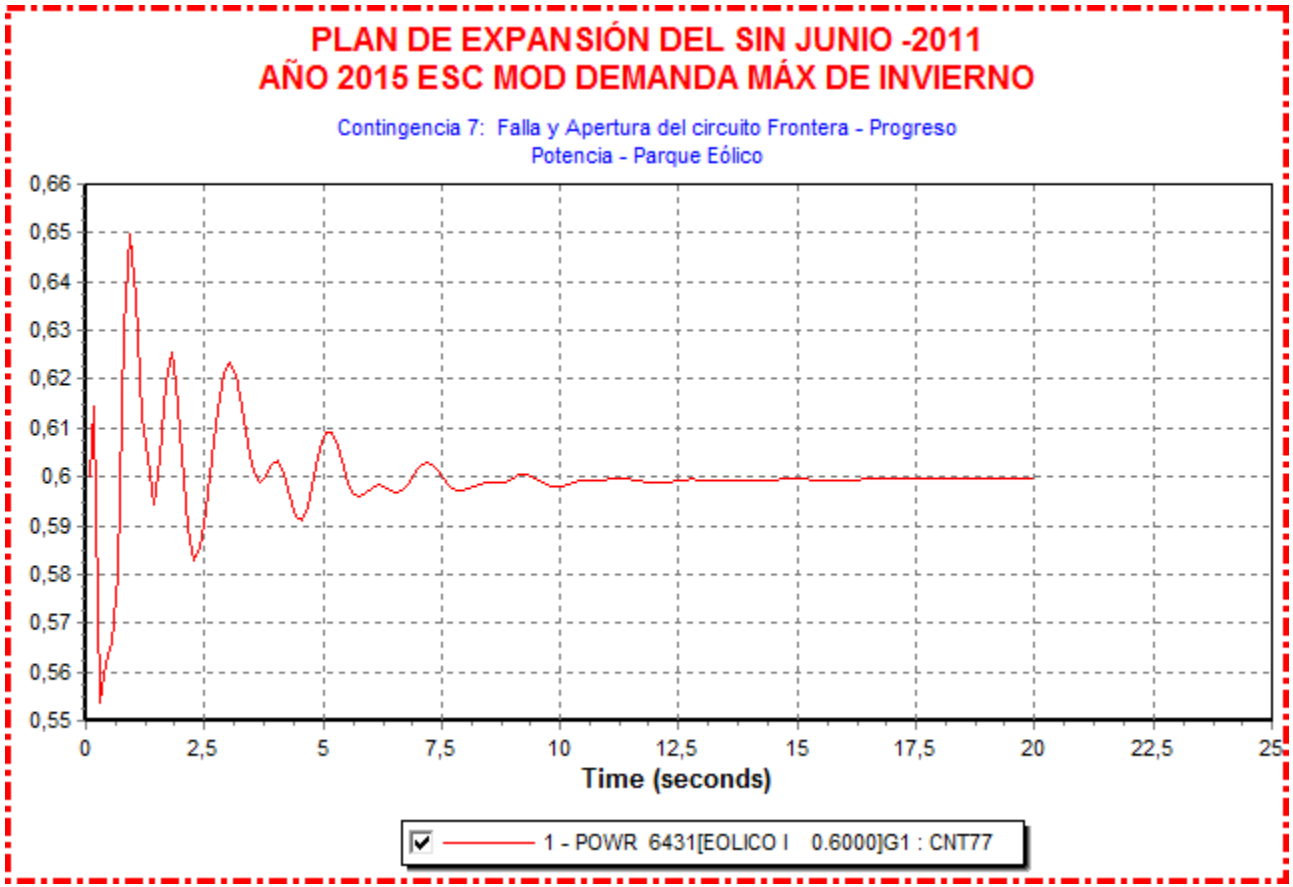
Contingencia 7: Falla y Apertura del circuito de Frontera – Progreso

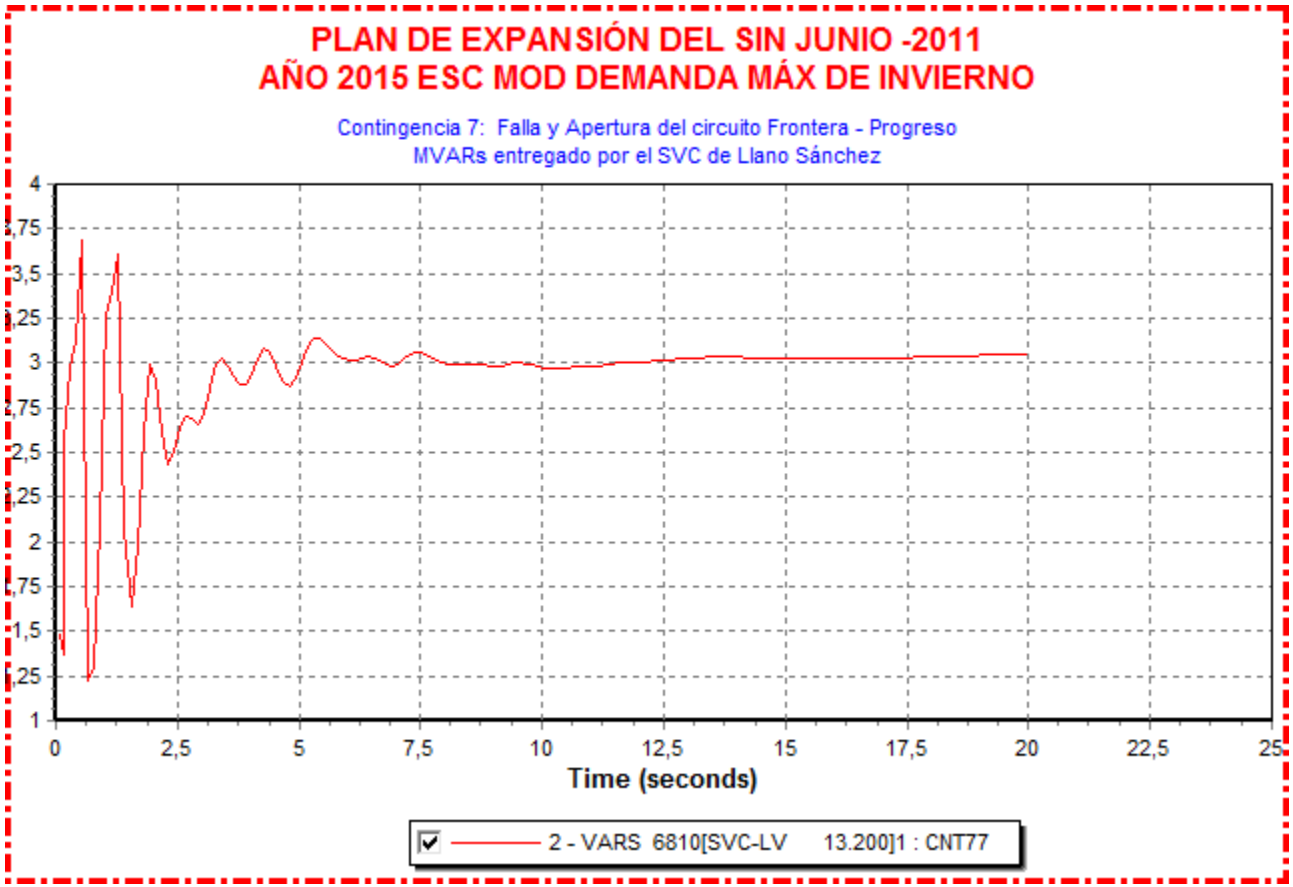



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO -2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 7: Falla y Apertura del circuito Frontera - Progreso
Voltaje en Barras de 230 KV
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN 230 : CNT7
4 - CHO 230 : CNT7
5 - LLSCH 230 : CNT7
7 - PRO 230 : CNT7
11 - GUA 230 : CNT7
12 - VEL 230 : CNT7
14 - CHA 230 : CNT7
23 - DOM 230 : CNT7
20 - BOQ 230 : CNT7

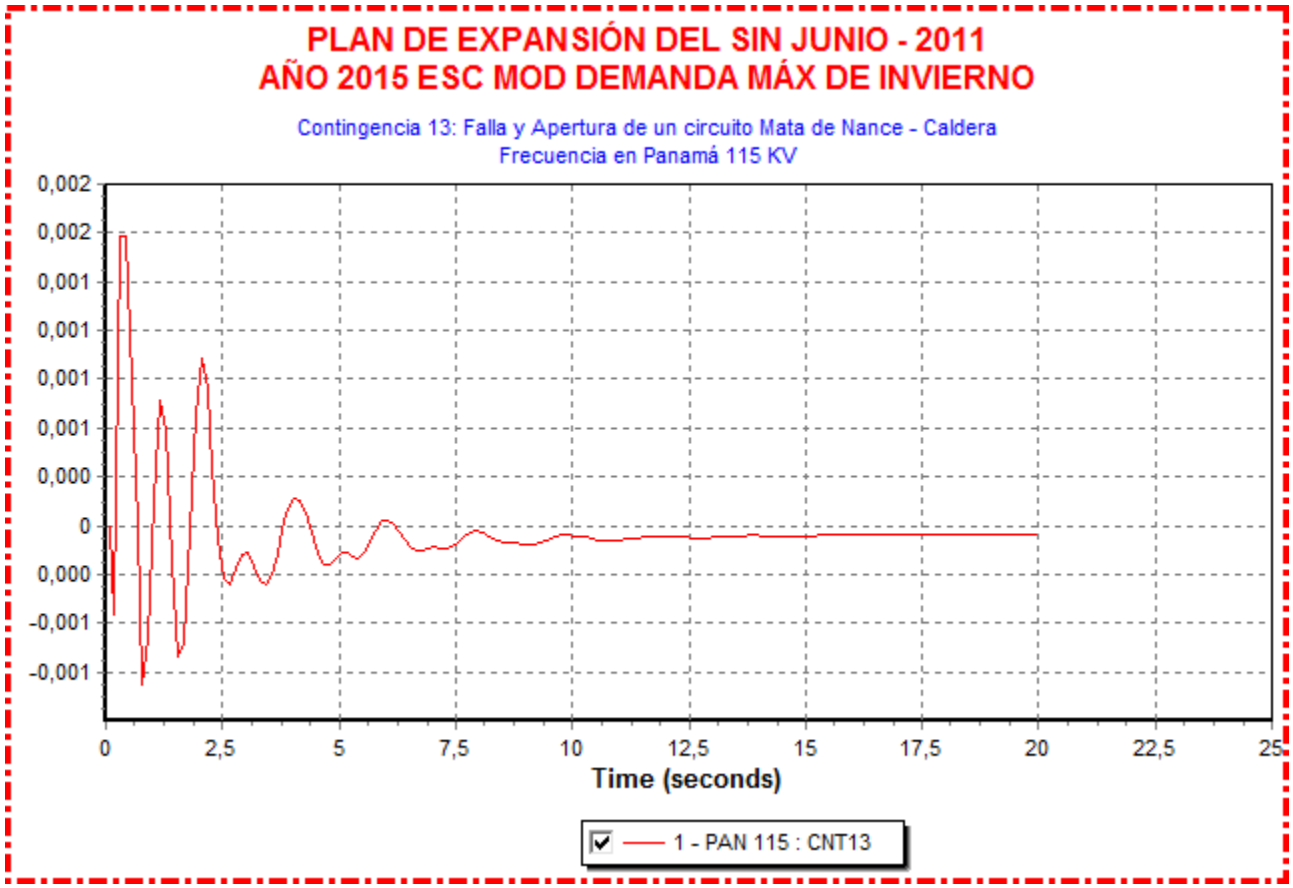

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO -2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 7: Falla y Apertura del circuito Frontera - Progreso
Comportamiento Hidráulico (Ángulos respecto a Bayano)
120
110
100
90
80
70
60
50
40
30
20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FOR CNT7
CHAN CNT7
BAI CNT2
B MINA CNT2
PRUD CNT2
SIND CNT2
BUR CNT2

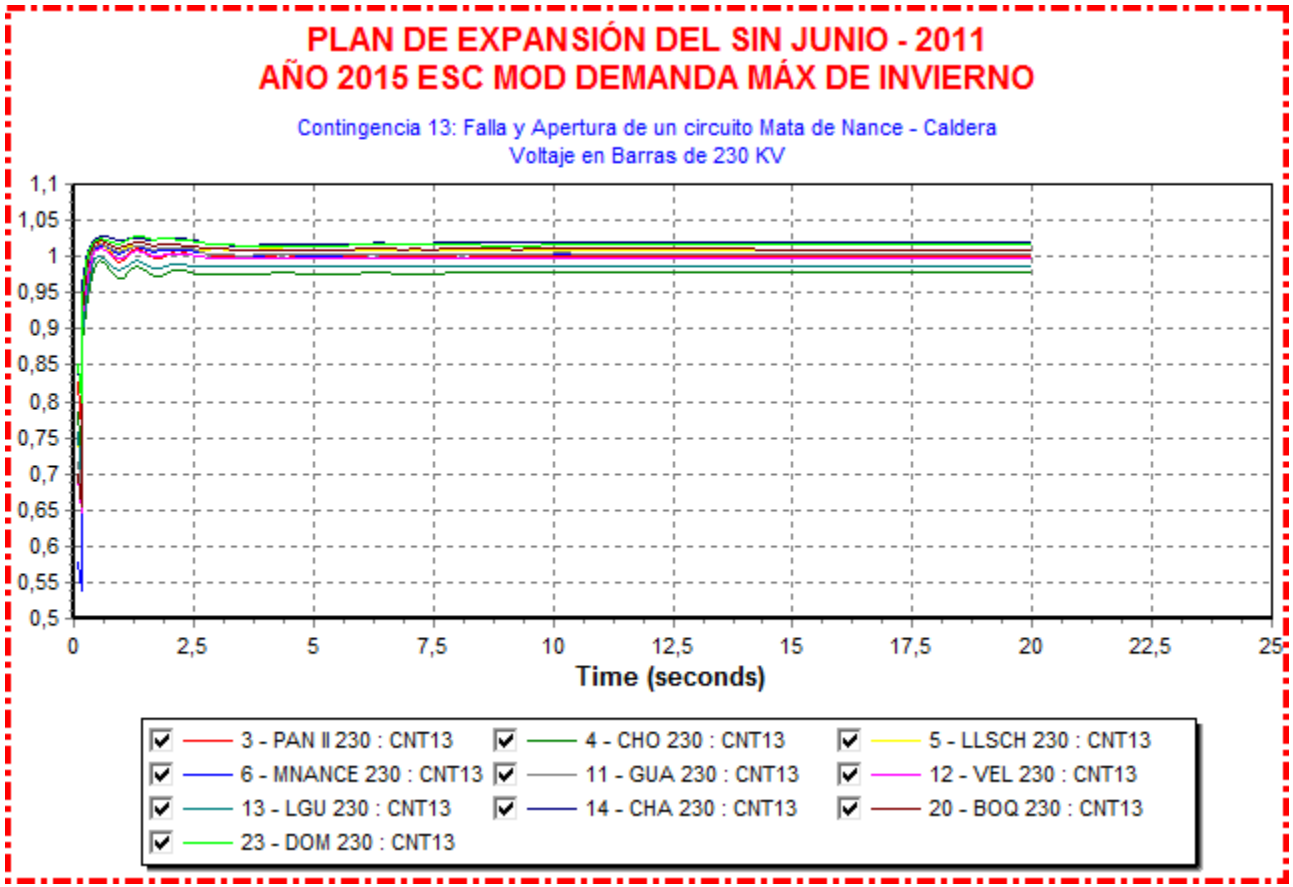

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO -2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 7: Falla y Apertura del circuito Frontera - Progreso
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
12,5
10
7,5
5
2,5
0
-2,5
-5
-7,5
-10
-12,5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CNT7
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : CNT7

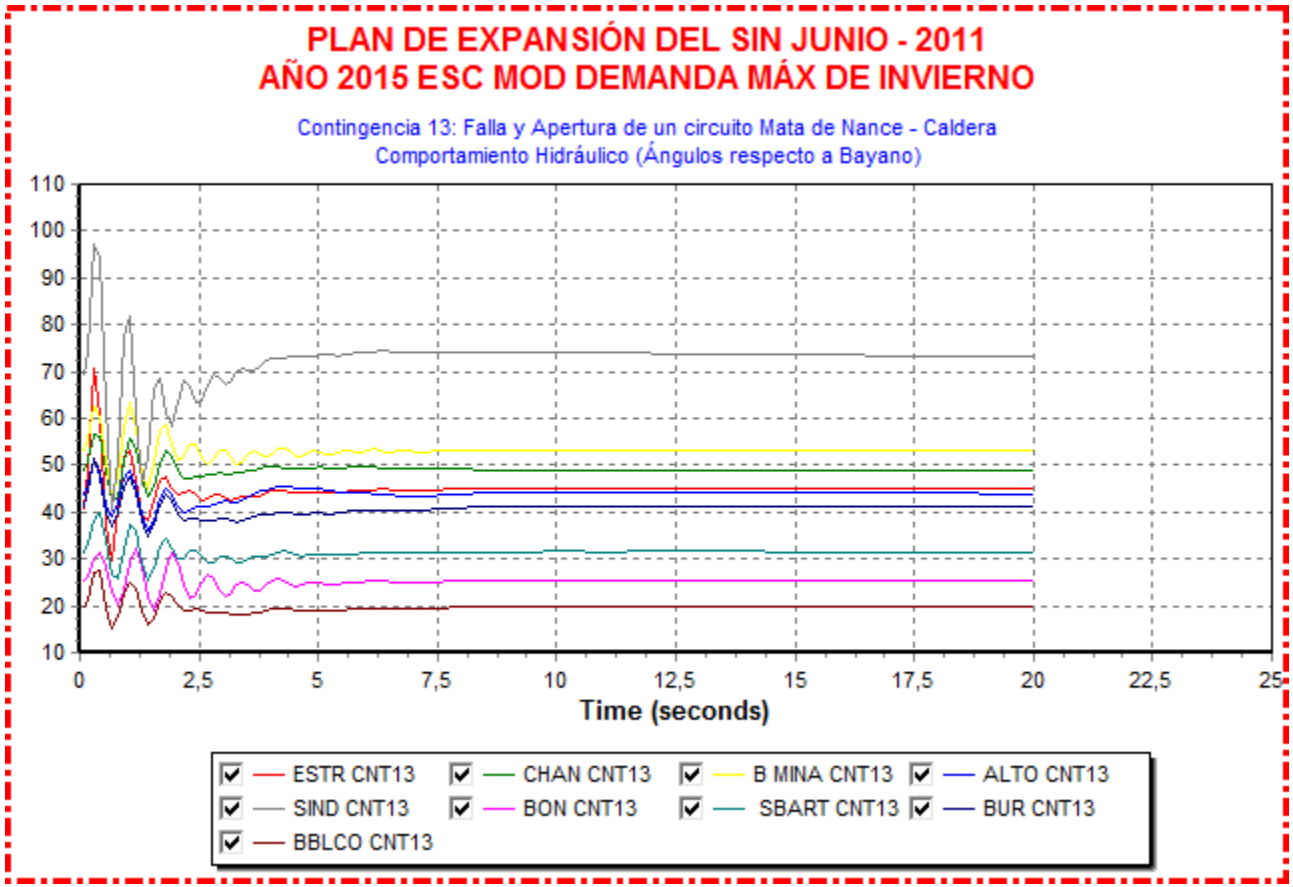

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO -2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 7: Falla y Apertura del circuito Frontera - Progreso
Potencia - Parque Eólico
0,66
0,65
0,64
0,63
0,62
0,61
0,6
0,59
0,58
0,57
0,56
0,55
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT77

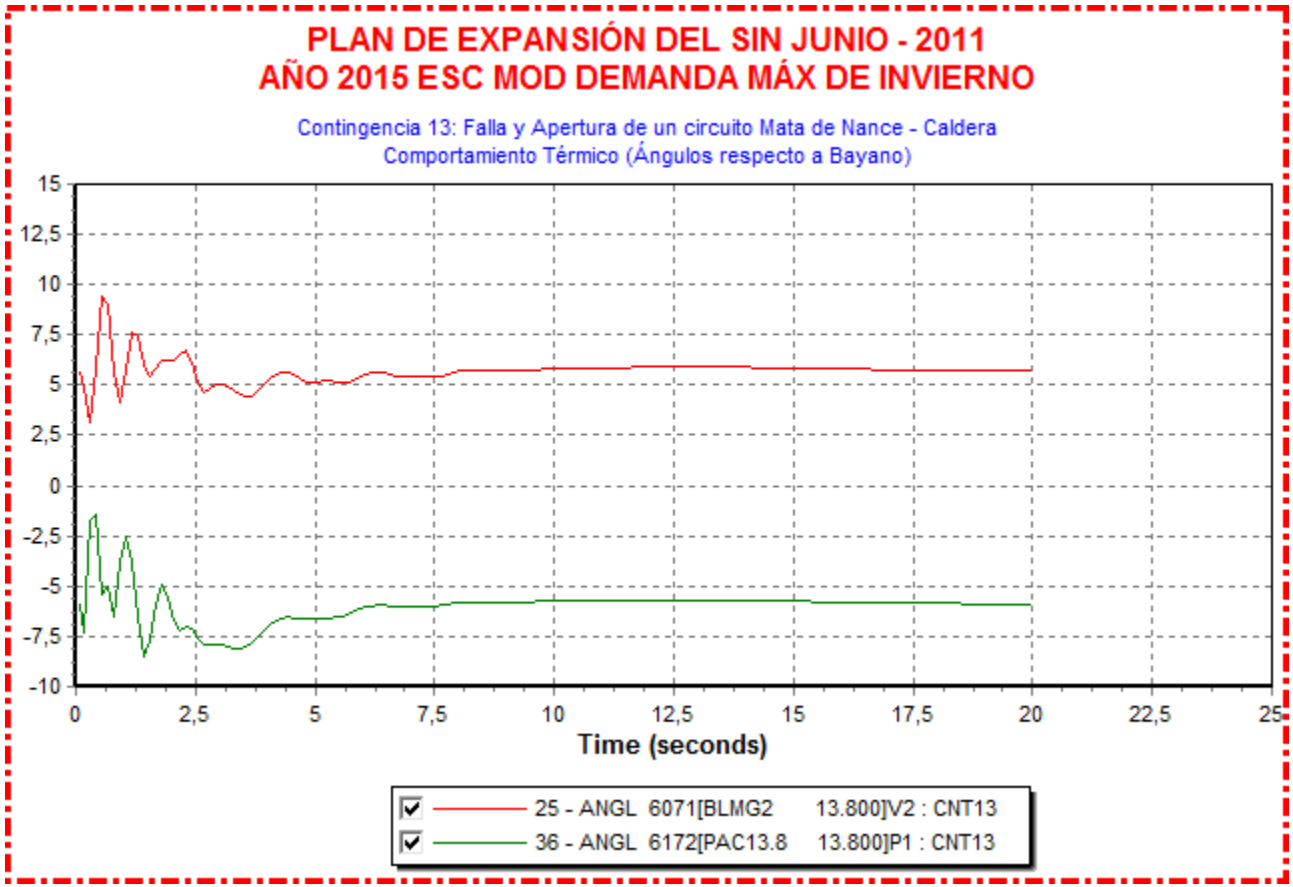

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO -2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 7: Falla y Apertura del circuito Frontera - Progreso
MVARs entregado por el SVC de Llano Sánchez
4
3,75
3,5
3,25
3
2,75
2,5
2,25
2
1,75
1,5
1,25
1
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT77

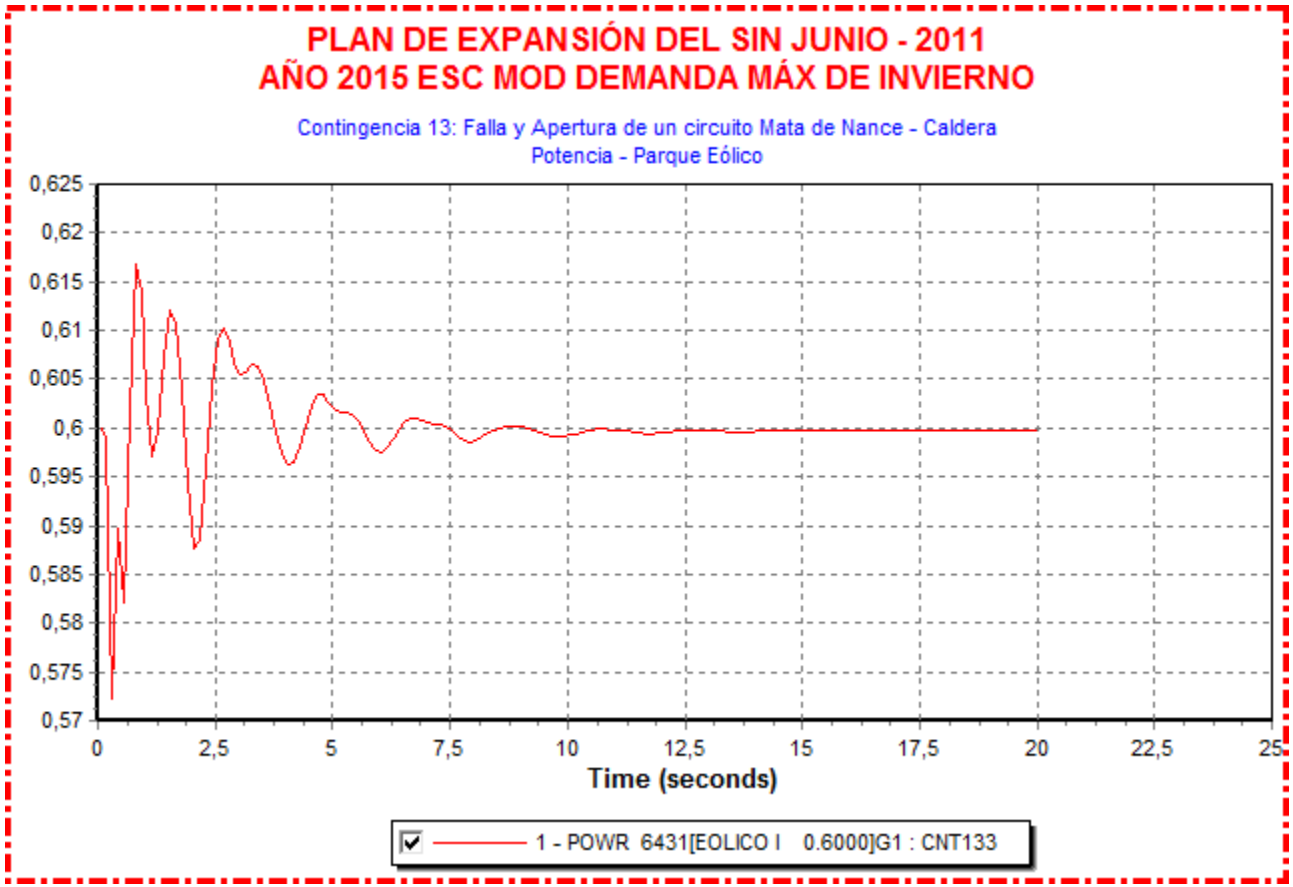
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance – Caldera

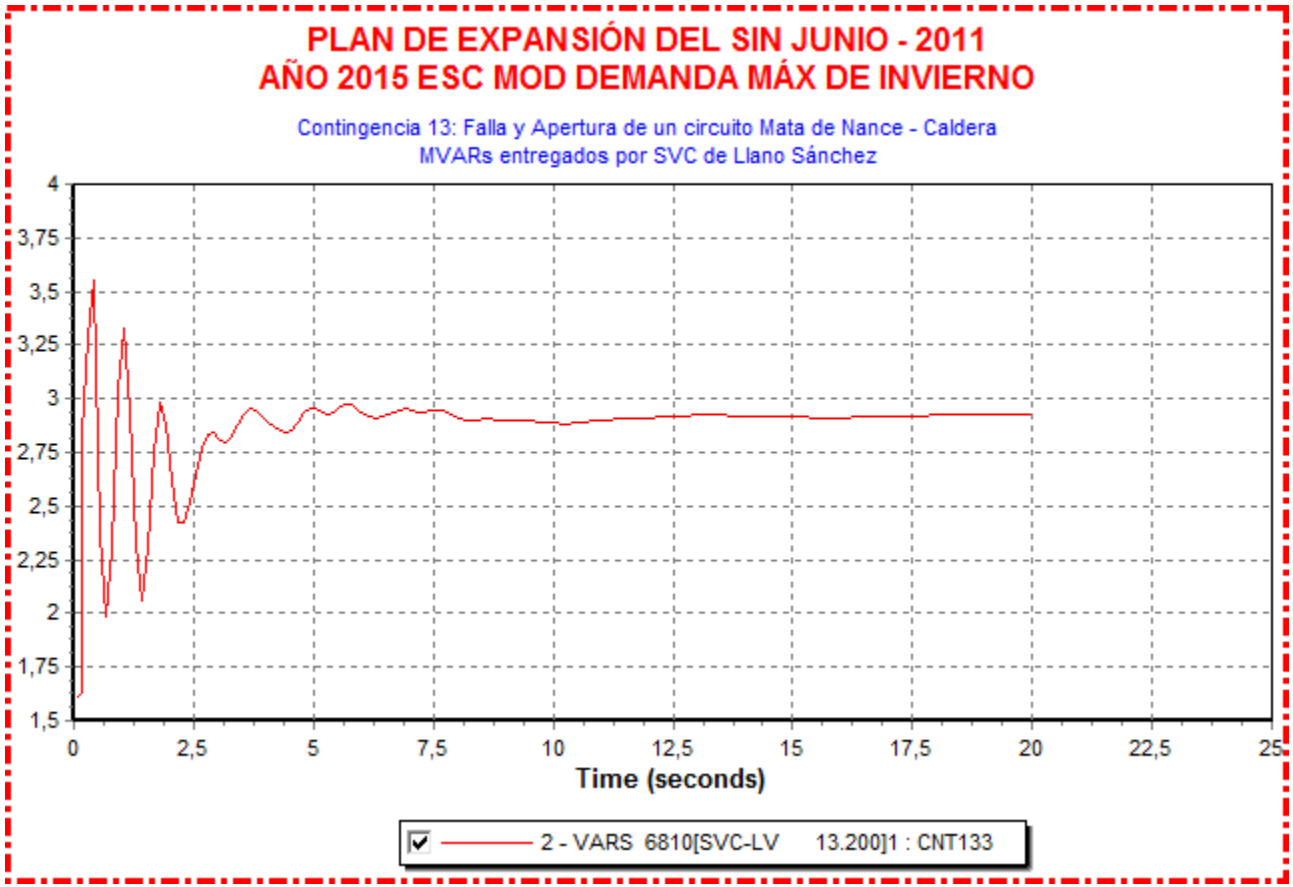



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Voltaje en Barras de 230 KV
1,1
1,05
1
0,95
0,9
0,85
0,8
0,75
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
3 - PAN II 230 : CNT13
4 - CHO 230 : CNT13
5 - LLSCH 230 : CNT13
6 - MNANCE 230 : CNT13
11 - GUA 230 : CNT13
12 - VEL 230 : CNT13
13 - LGU 230 : CNT13
14 - CHA 230 : CNT13
20 - BOQ 230 : CNT13
23 - DOM 230 : CNT13


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Comportamiento Hidráulico (Ángulos respecto a Bayano)
110
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
ESTR CNT13
CHAN CNT13
B MINA CNT13
ALTO CNT13
SIND CNT13
BON CNT13
SBART CNT13
BUR CNT13
BBLCO CNT13

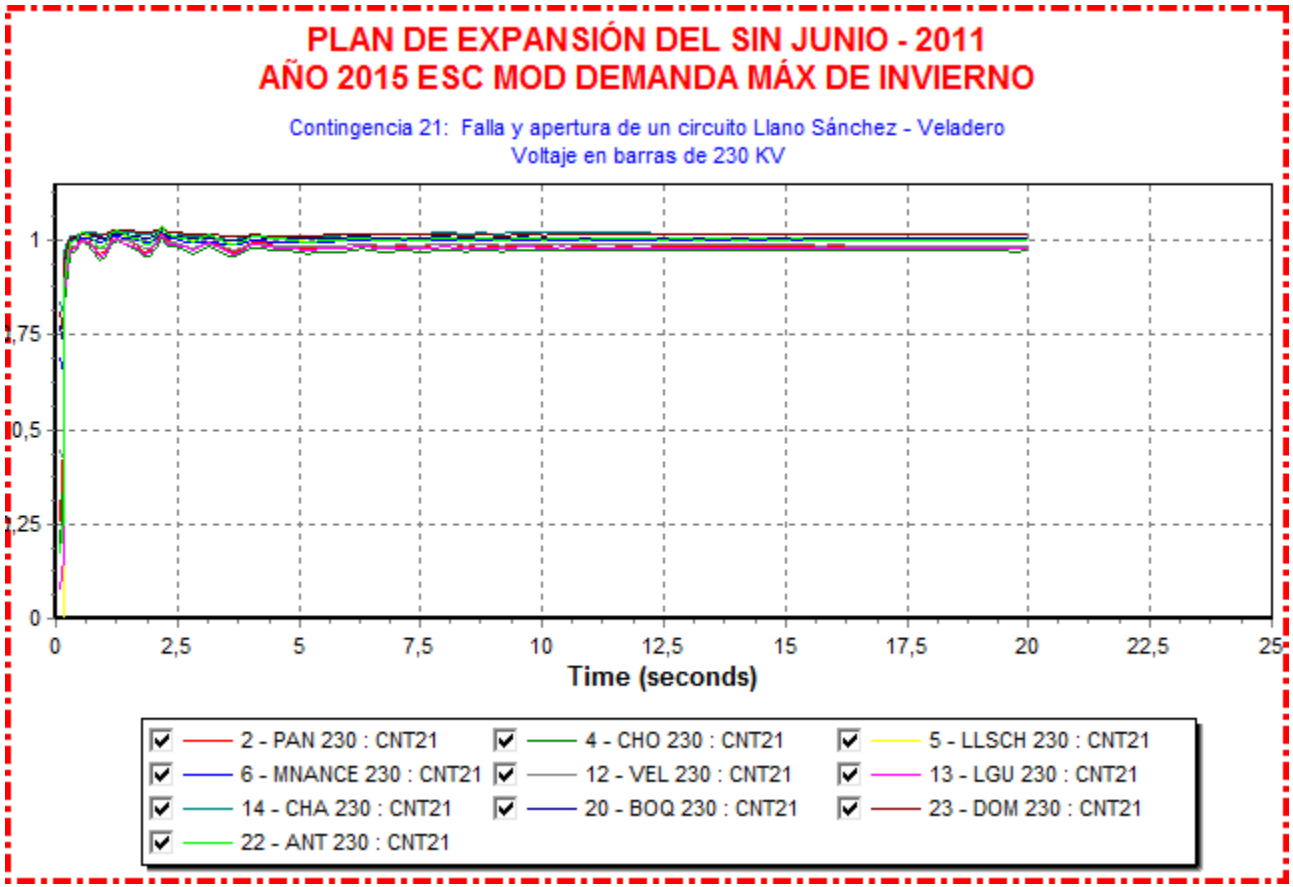

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Comportamiento Térmico (Ángulos respecto a Bayano)
15
12,5
10
7,5
5
2,5
0
-2,5
-5
-7,5
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CNT13
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : CNT13

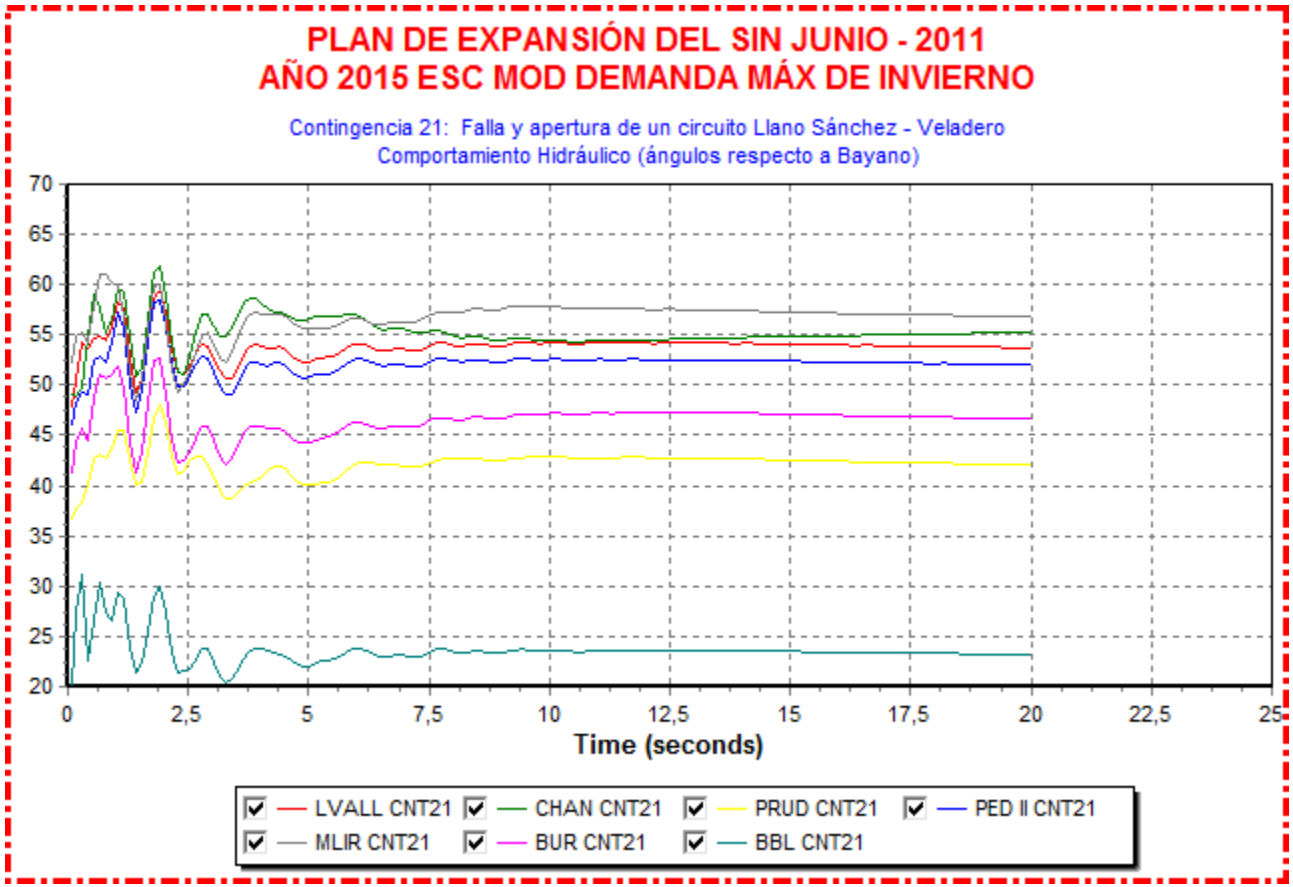

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Potencia - Parque Eólico
0,625
0,62
0,615
0,61
0,605
0,6
0,595
0,59
0,585
0,58
0,575
0,57
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT133

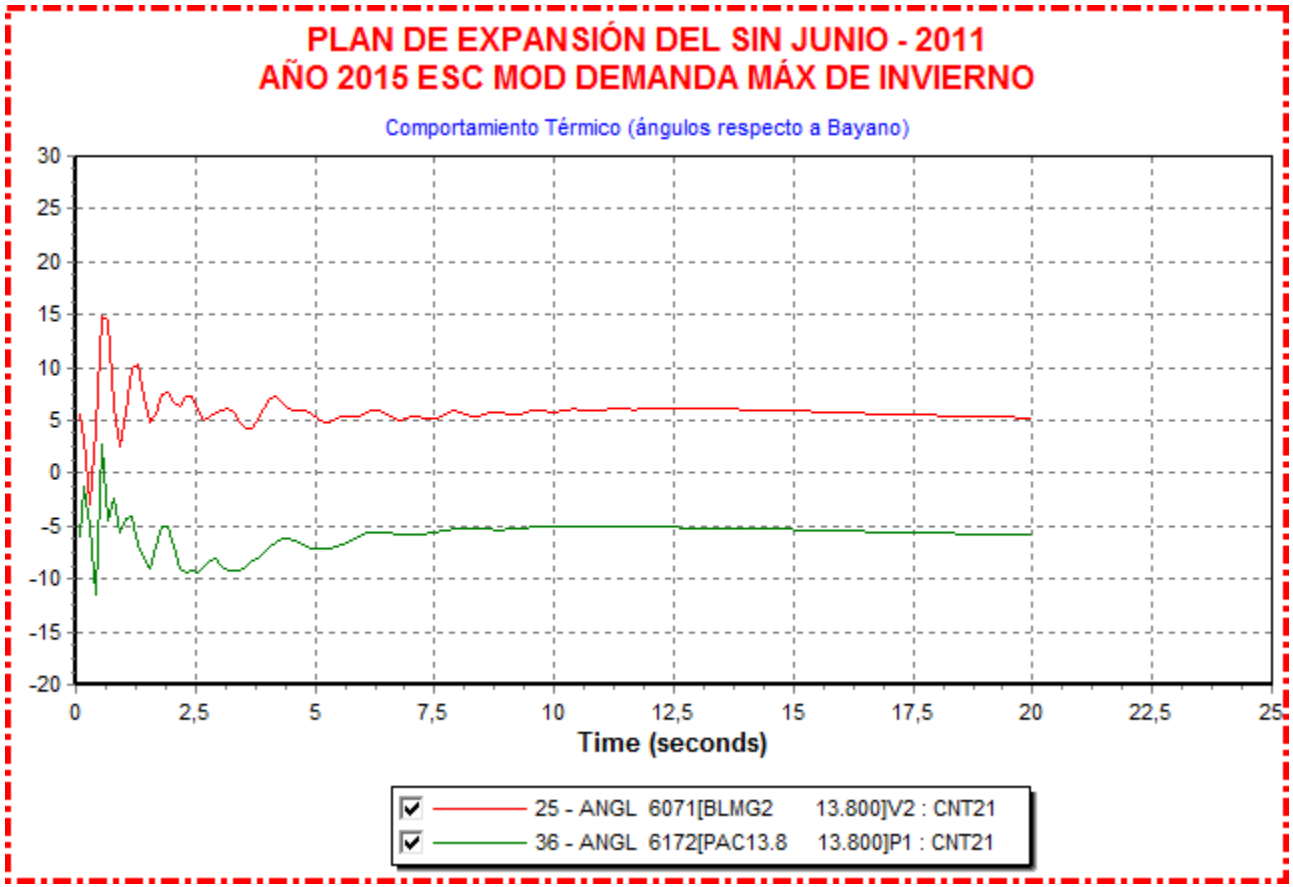

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
MVARs entregados por SVC de Llano Sánchez
4
3,75
3,5
3,25
3
2,75
2,5
2,25
2
1,75
1,5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT133

Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Veladero

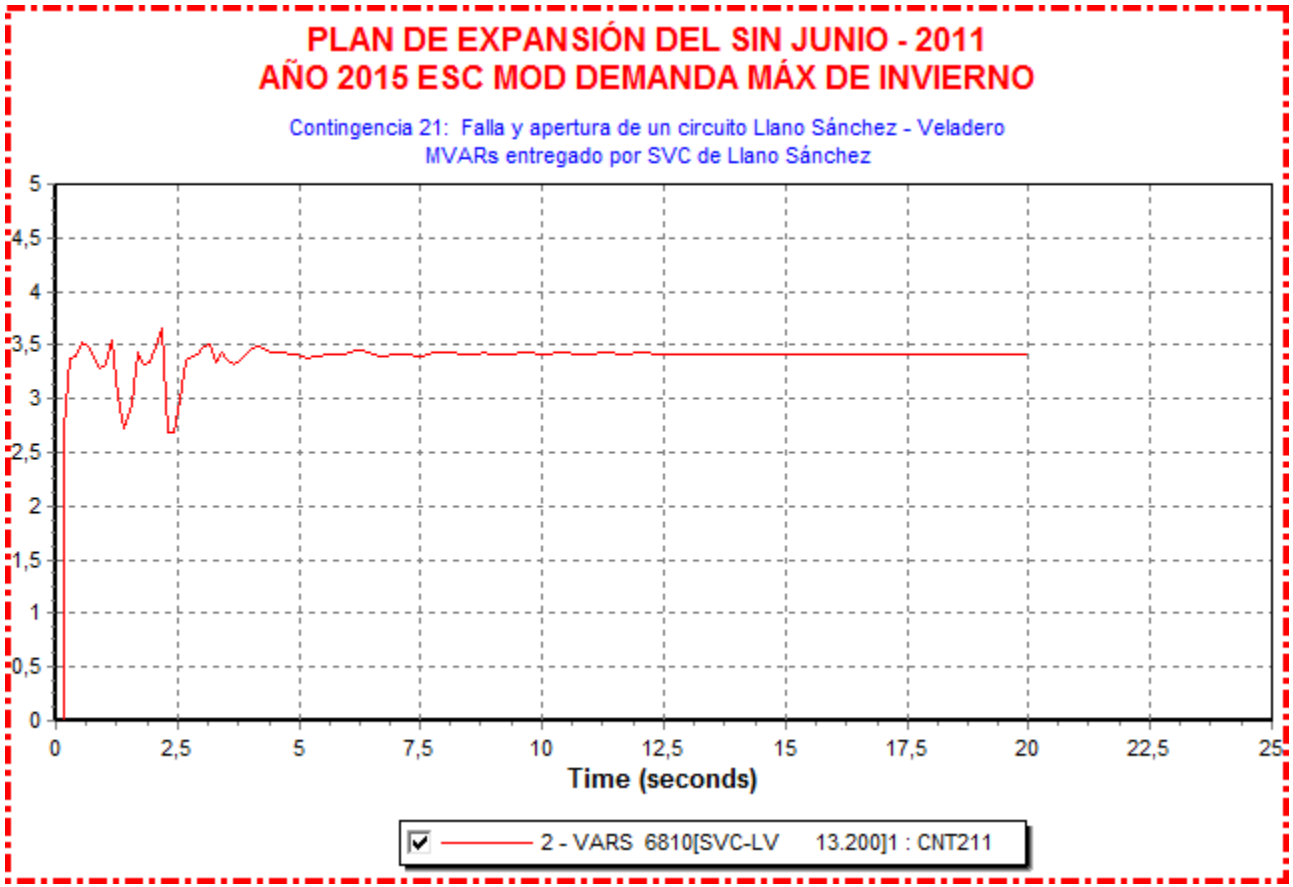



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Voltaje en barras de 230 KV
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN 230 : CNT21
4 - CHO 230 : CNT21
5 - LLSCH 230 : CNT21
6 - MNANCE 230 : CNT21
12 - VEL 230 : CNT21
13 - LGU 230 : CNT21
14 - CHA 230 : CNT21
20 - BOQ 230 : CNT21
23 - DOM 230 : CNT21
22 - ANT 230 : CNT21

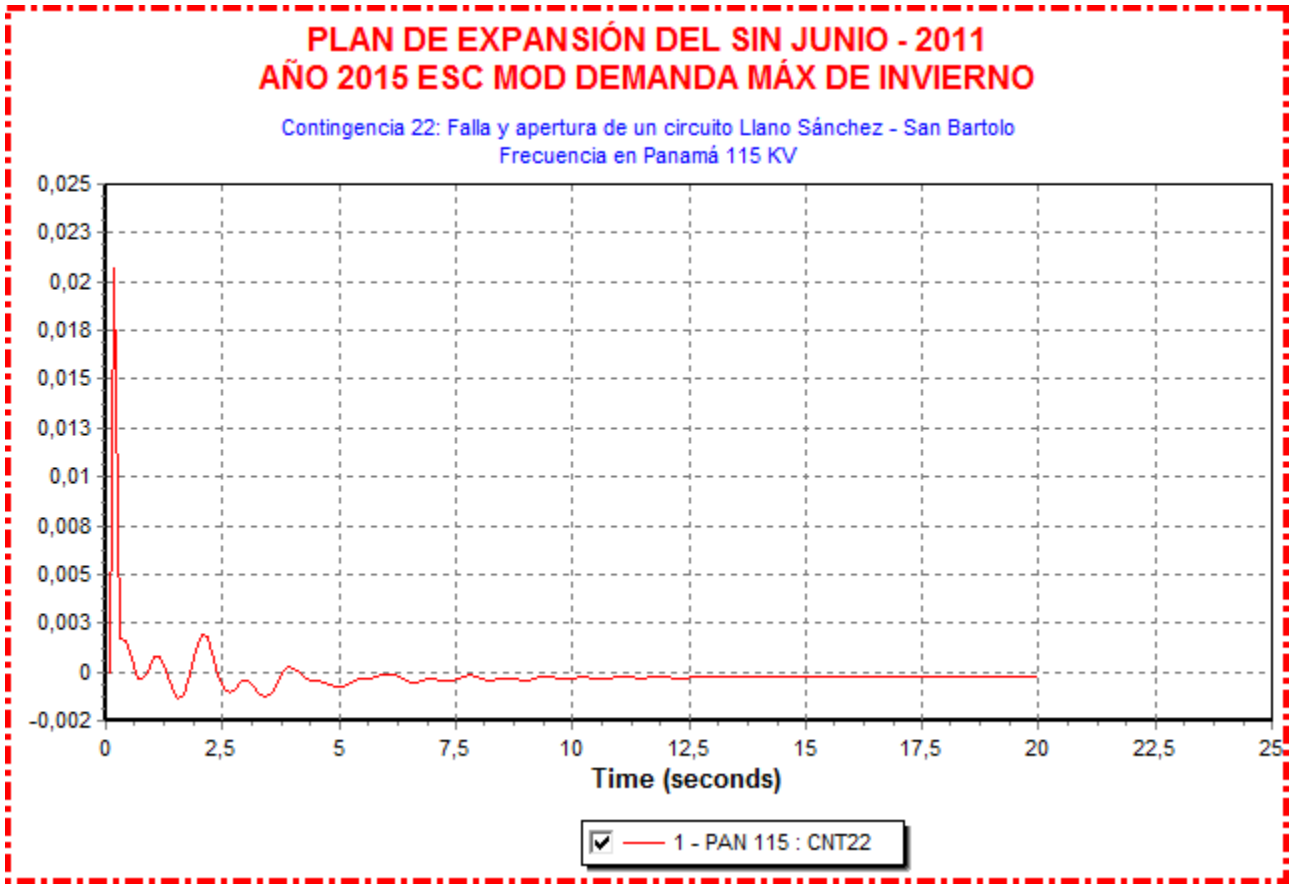

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
70
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
LVALL CNT21
CHAN CNT21
PRUD CNT21
PED II CNT21
MLIR CNT21
BUR CNT21
BBL CNT21

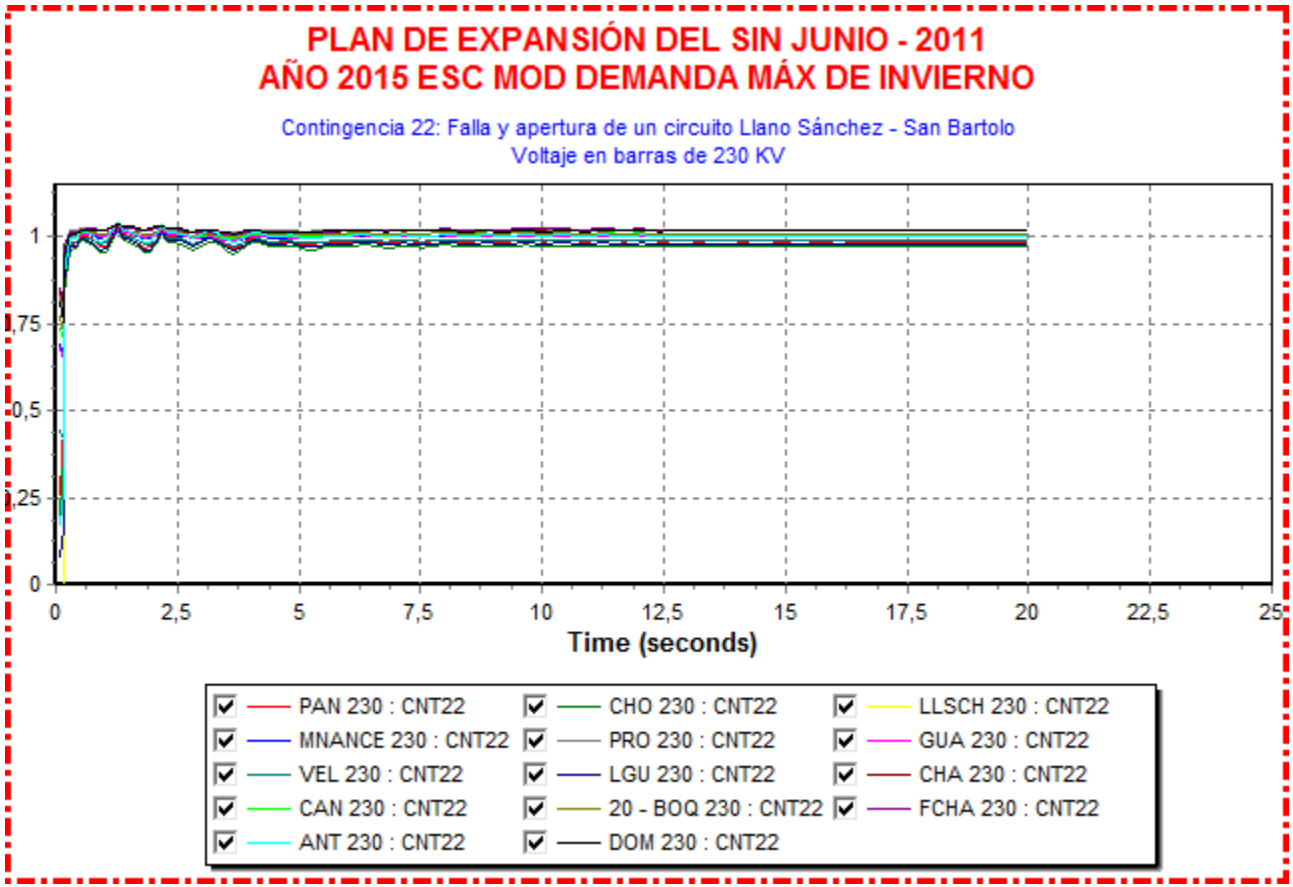

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CNT21
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : CNT21

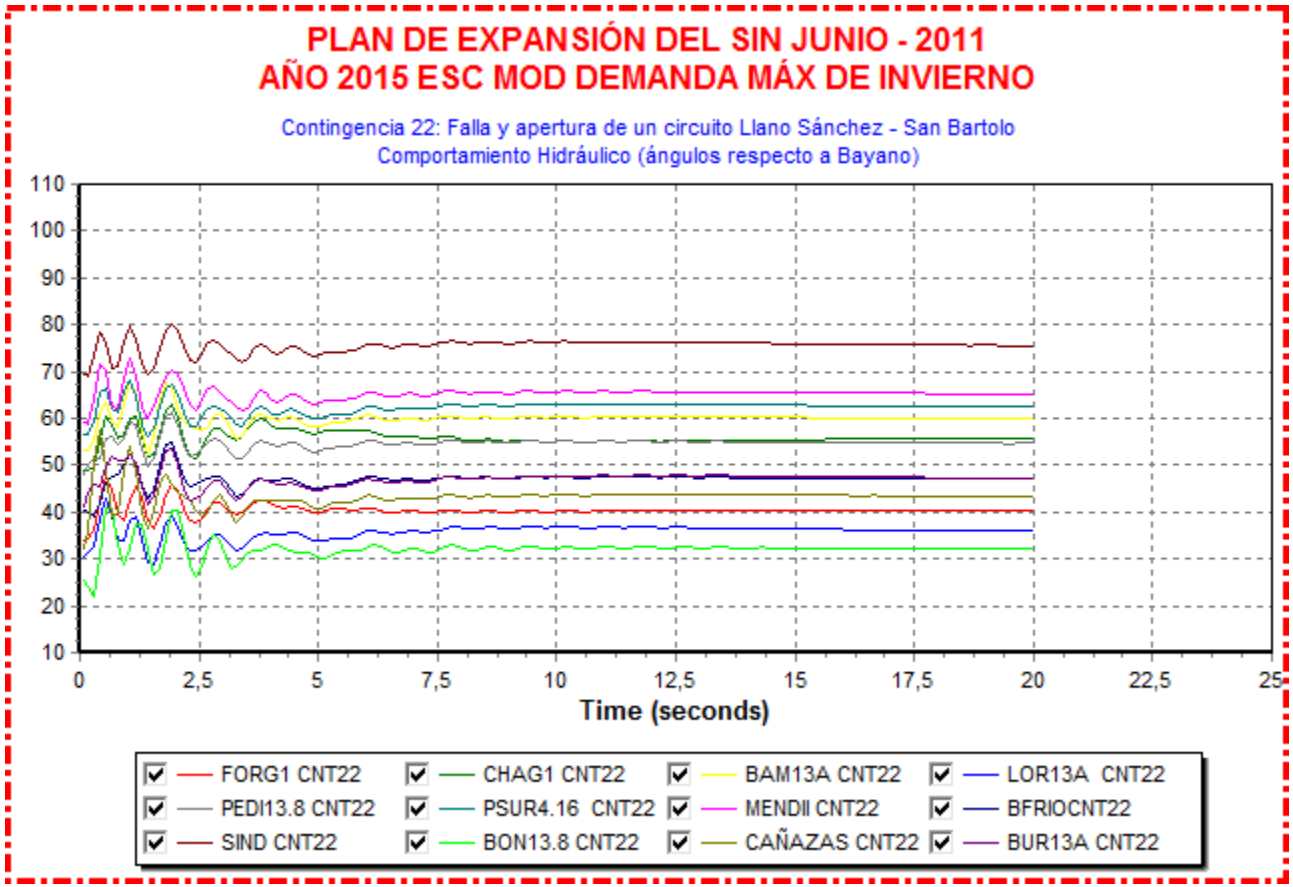

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Potencia - Parque Eólico
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0,2
0,15
0,1
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT211

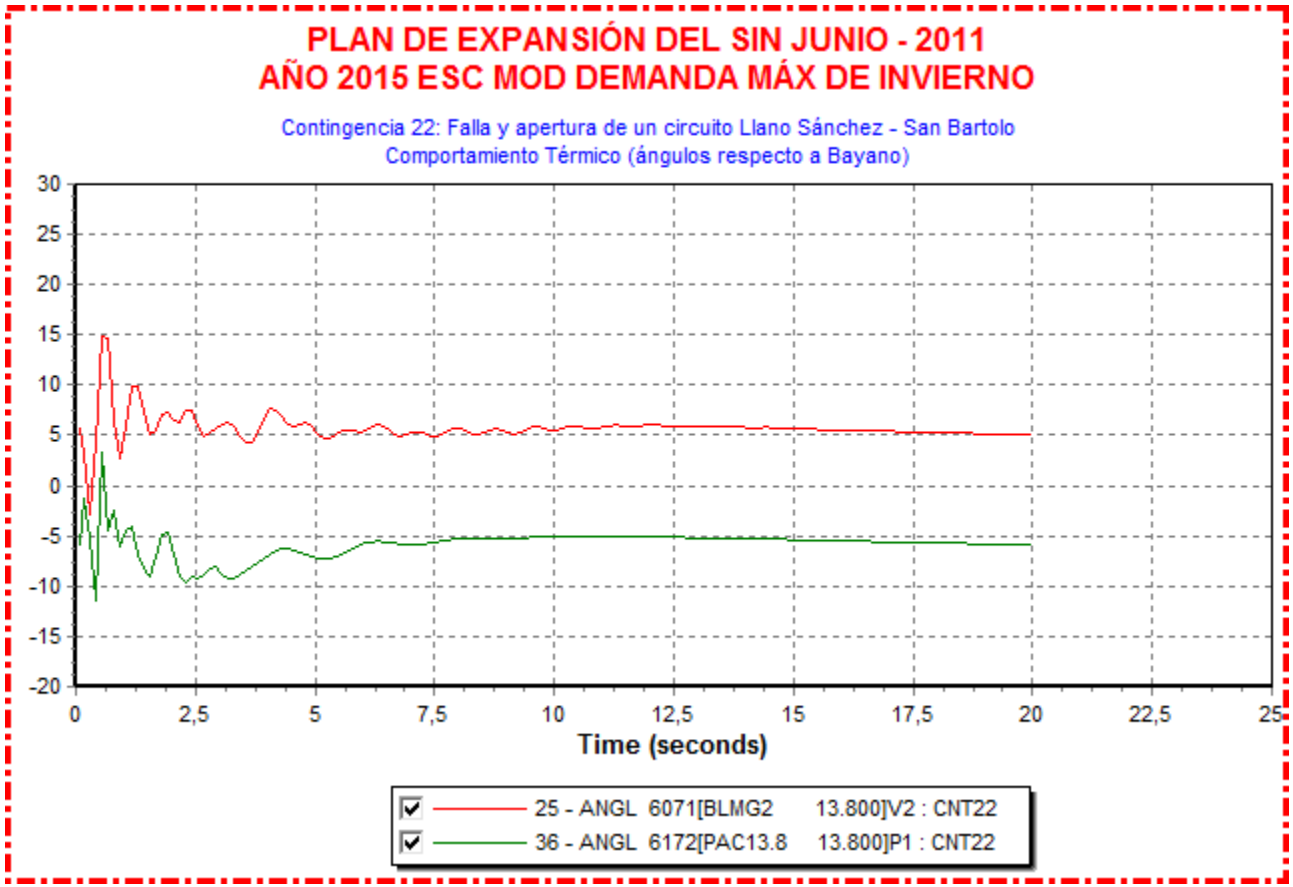

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
MVARs entregado por SVC de Llano Sánchez
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT211

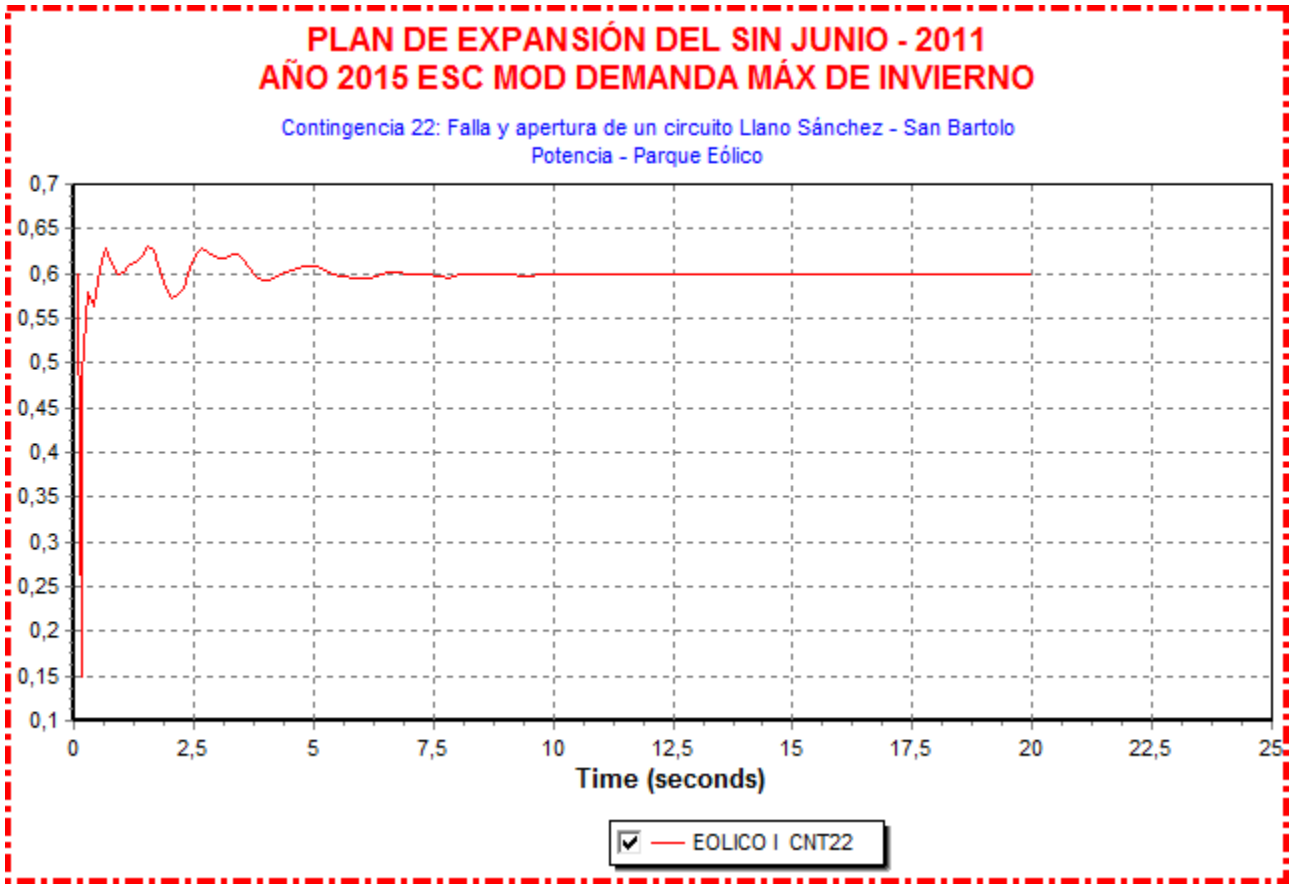
Contingencia 22: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – San Bartolo

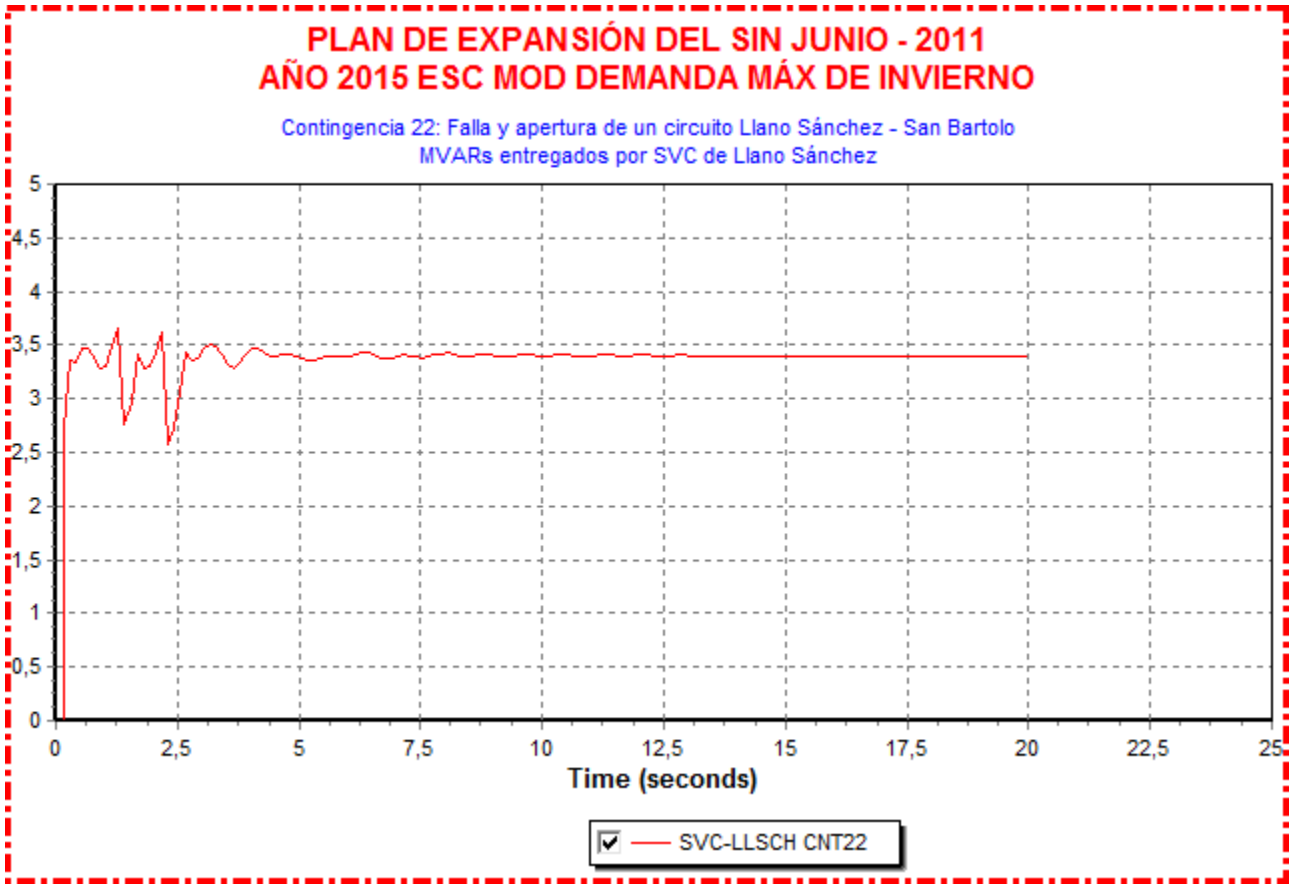



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - San Bartolo
Voltaje en barras de 230 KV
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
PAN 230 : CNT22
CHO 230 : CNT22
LLSCH 230 : CNT22
MNANCE 230 : CNT22
PRO 230 : CNT22
GUA 230 : CNT22
VEL 230 : CNT22
LGU 230 : CNT22
CHA 230 : CNT22
CAN 230 : CNT22
20 - BOQ 230 : CNT22
FCHA 230 : CNT22
ANT 230 : CNT22
DOM 230 : CNT22

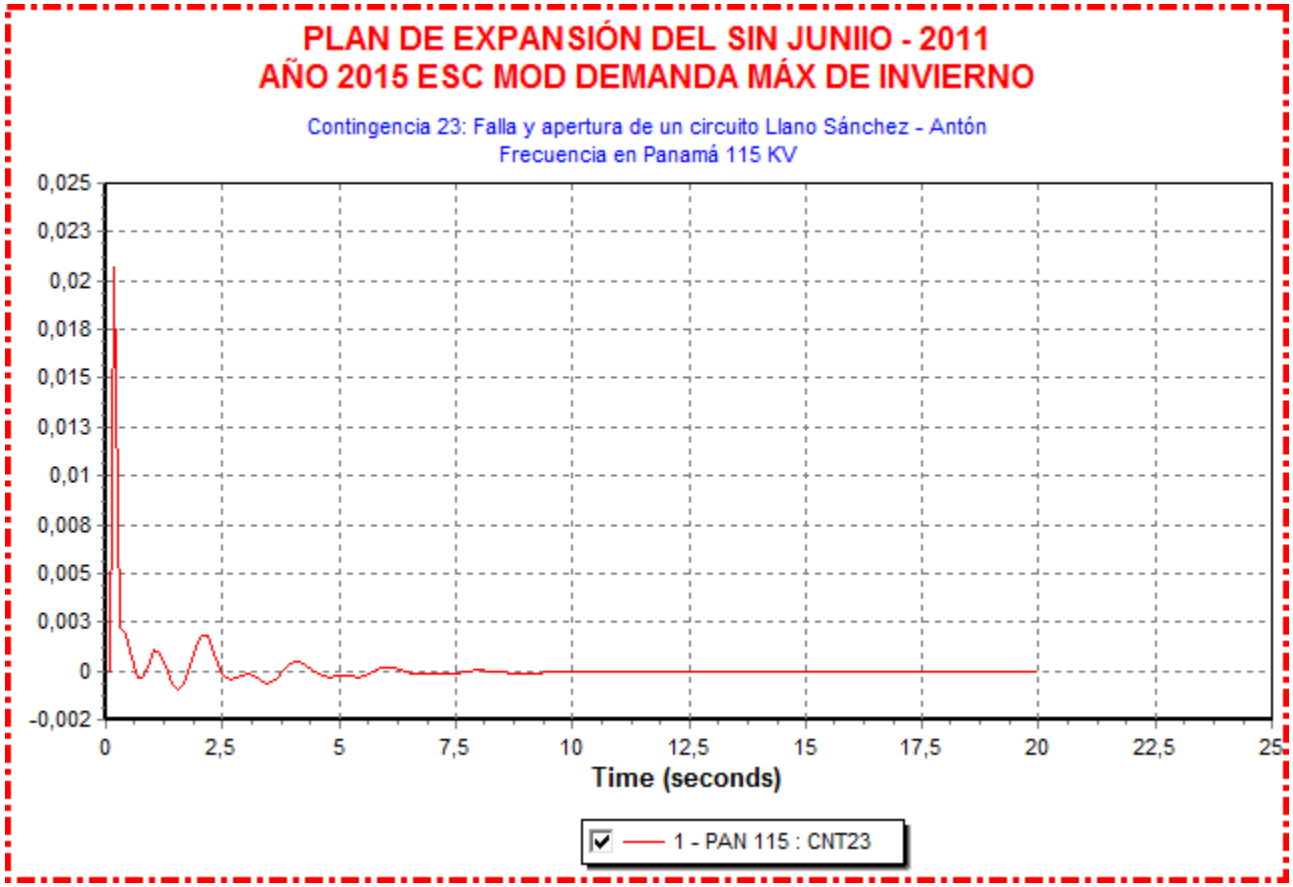

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - San Bartolo
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
110
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FORG1 CNT22
CHAG1 CNT22
BAM13A CNT22
LOR13A CNT22
PEDI13.8 CNT22
PSUR4.16 CNT22
MENDII CNT22
BFRIOCNT22
SIND CNT22
BON13.8 CNT22
CAÑAZAS CNT22
BUR13A CNT22

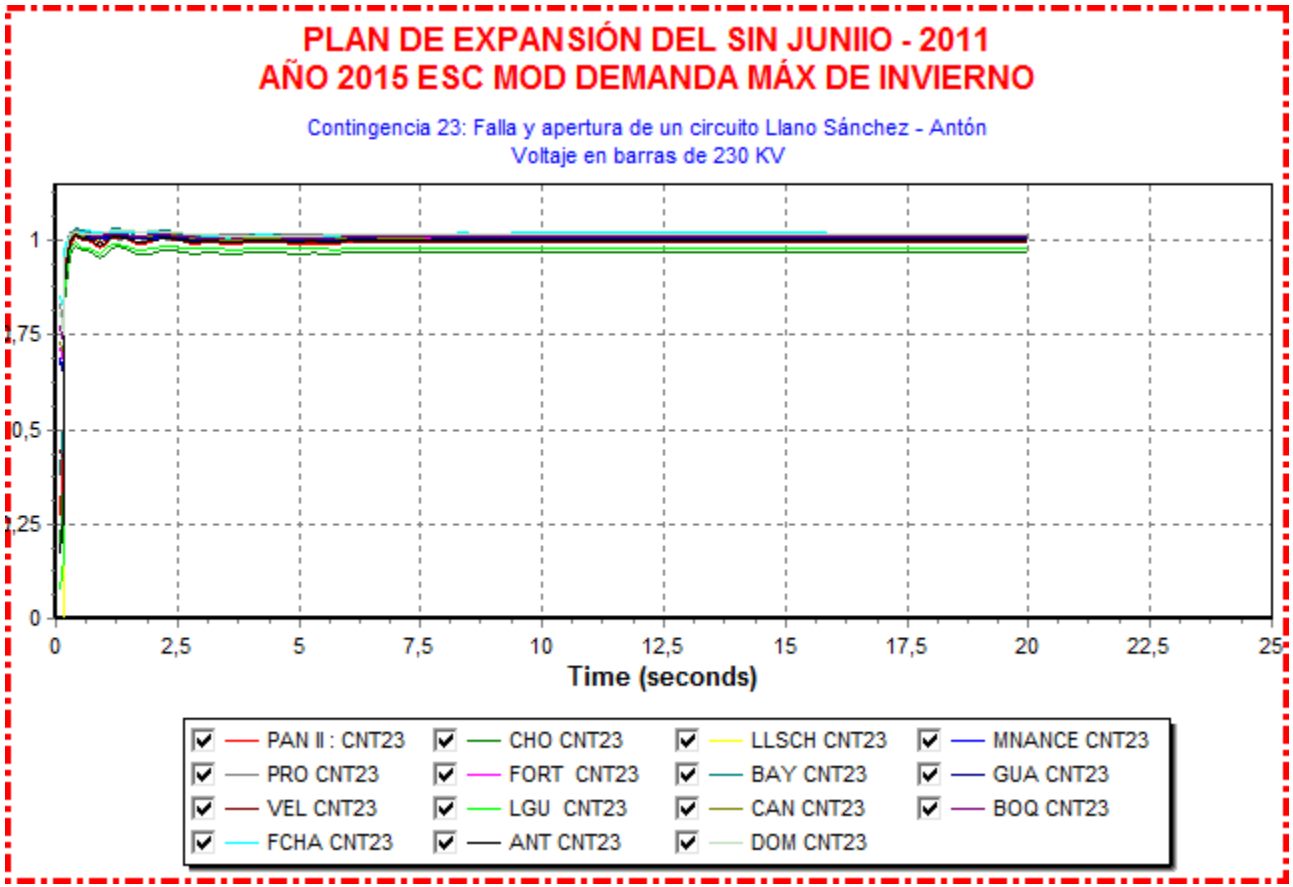

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - San Bartolo
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CNT22
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : CNT22

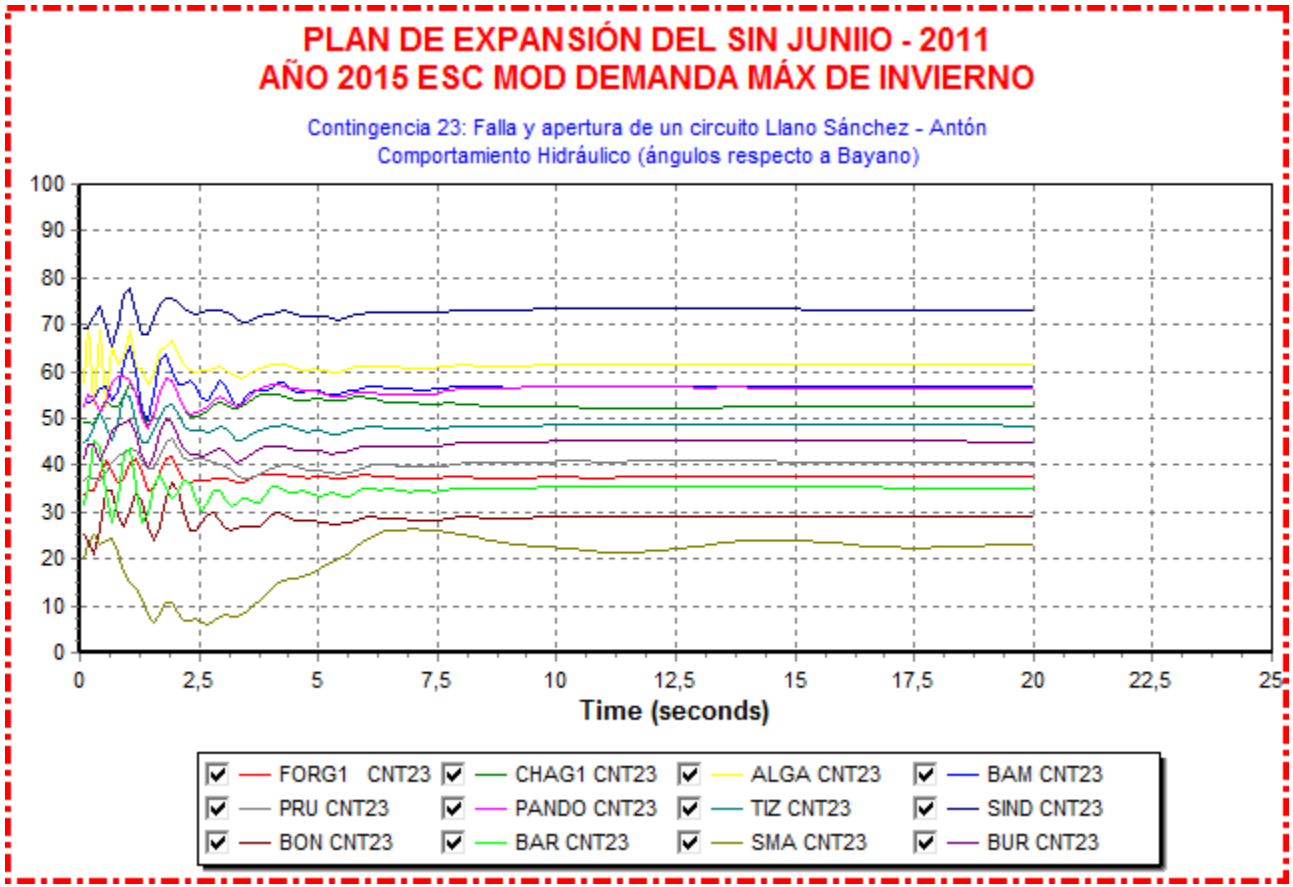

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - San Bartolo
Potencia - Parque Eólico
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0,2
0,15
0,1
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
EOLICO I CNT22


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - San Bartolo
MVARs entregados por SVC de Llano Sánchez
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
SVC-LLSCH CNT22

Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Antón




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Antón
Voltaje en barras de 230 KV
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
PAN II : CNT23
CHO CNT23
LLSCH CNT23
MNANCE CNT23
PRO CNT23
FORT CNT23
BAY CNT23
GUA CNT23
VEL CNT23
LGU CNT23
CAN CNT23
BOQ CNT23
FCHA CNT23
ANT CNT23
DOM CNT23


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Antón
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FORG1 CNT23
CHAG1 CNT23
ALGA CNT23
BAM CNT23
PRU CNT23
PANDO CNT23
TIZ CNT23
SIND CNT23
BON CNT23
BAR CNT23
SMA CNT23
BUR CNT23

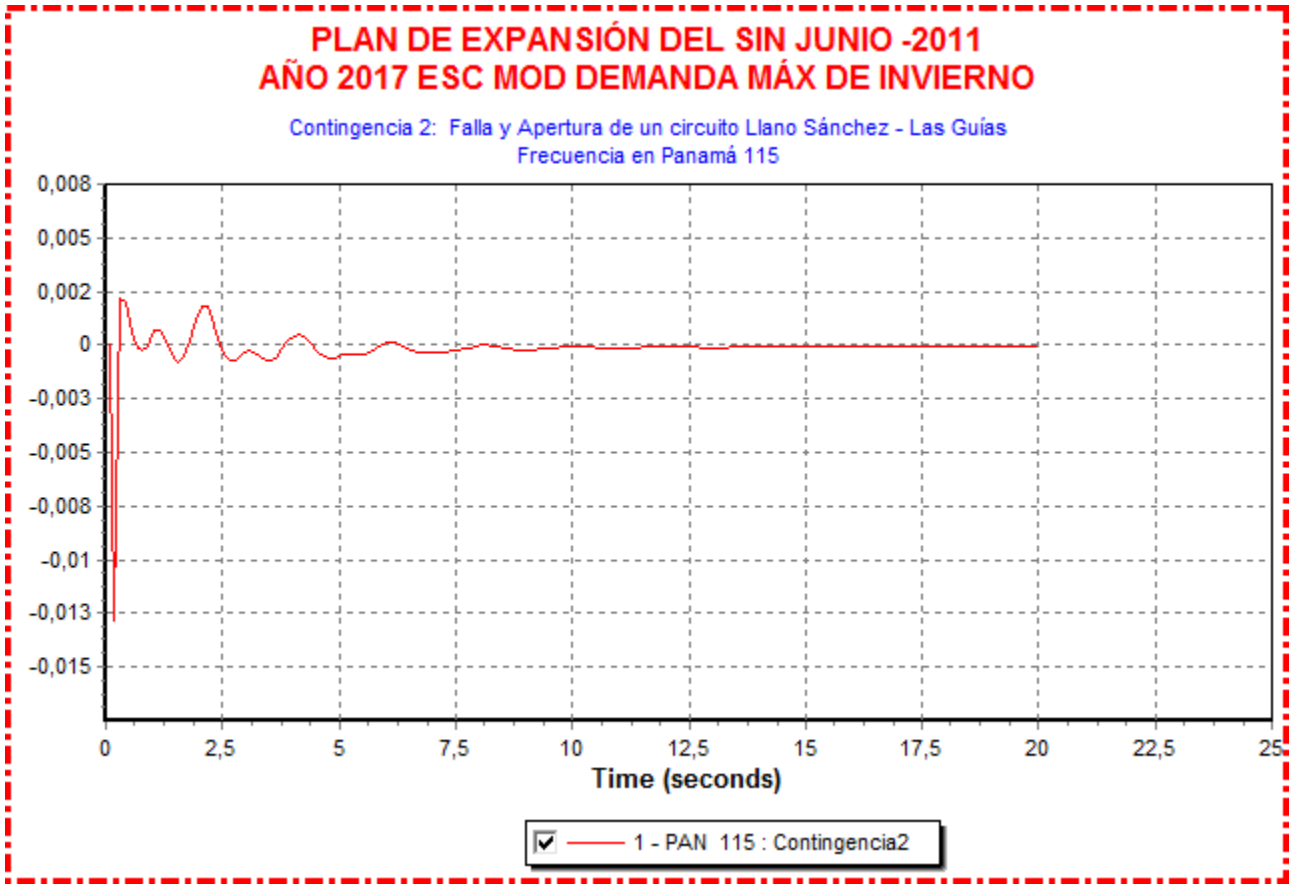

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Antón
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CNT23
36 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : CNT23

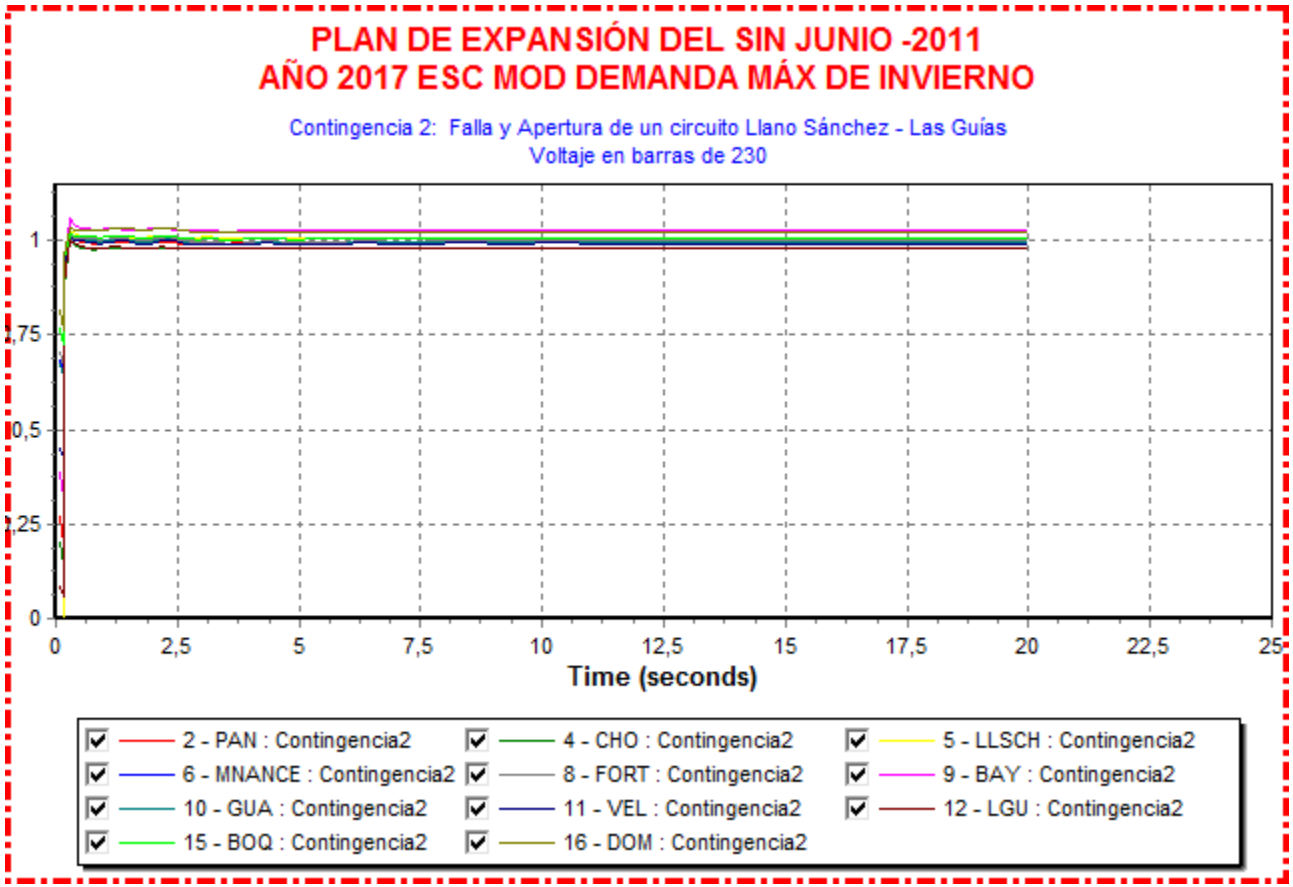

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Antón
Potencia - Parque Eólico
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0,2
0,15
0,1
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT233

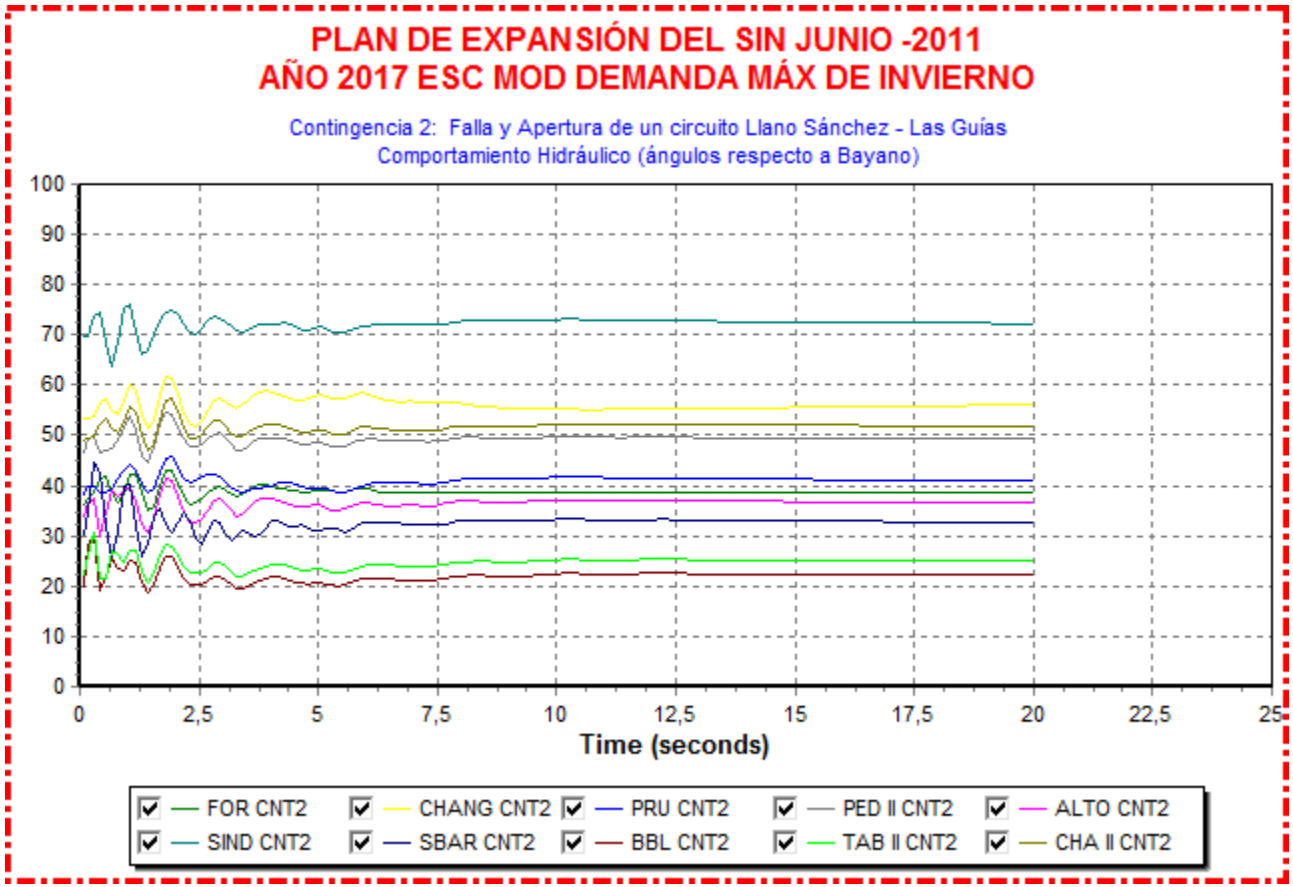

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIIO - 2011
AÑO 2015 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Antón
MVARs entregados por SVC de Llano Sánchez
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT233

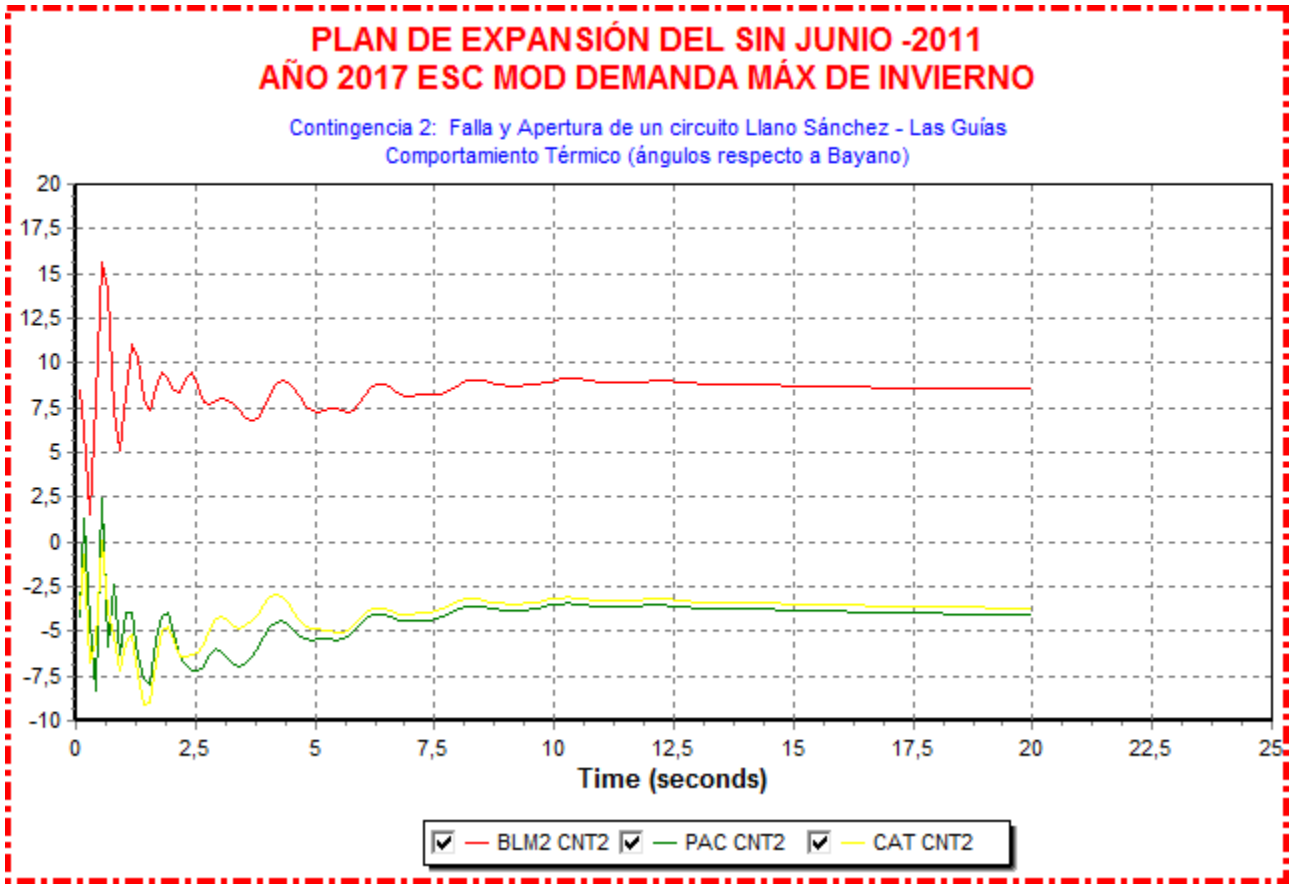
Año 2017

Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Las Guías

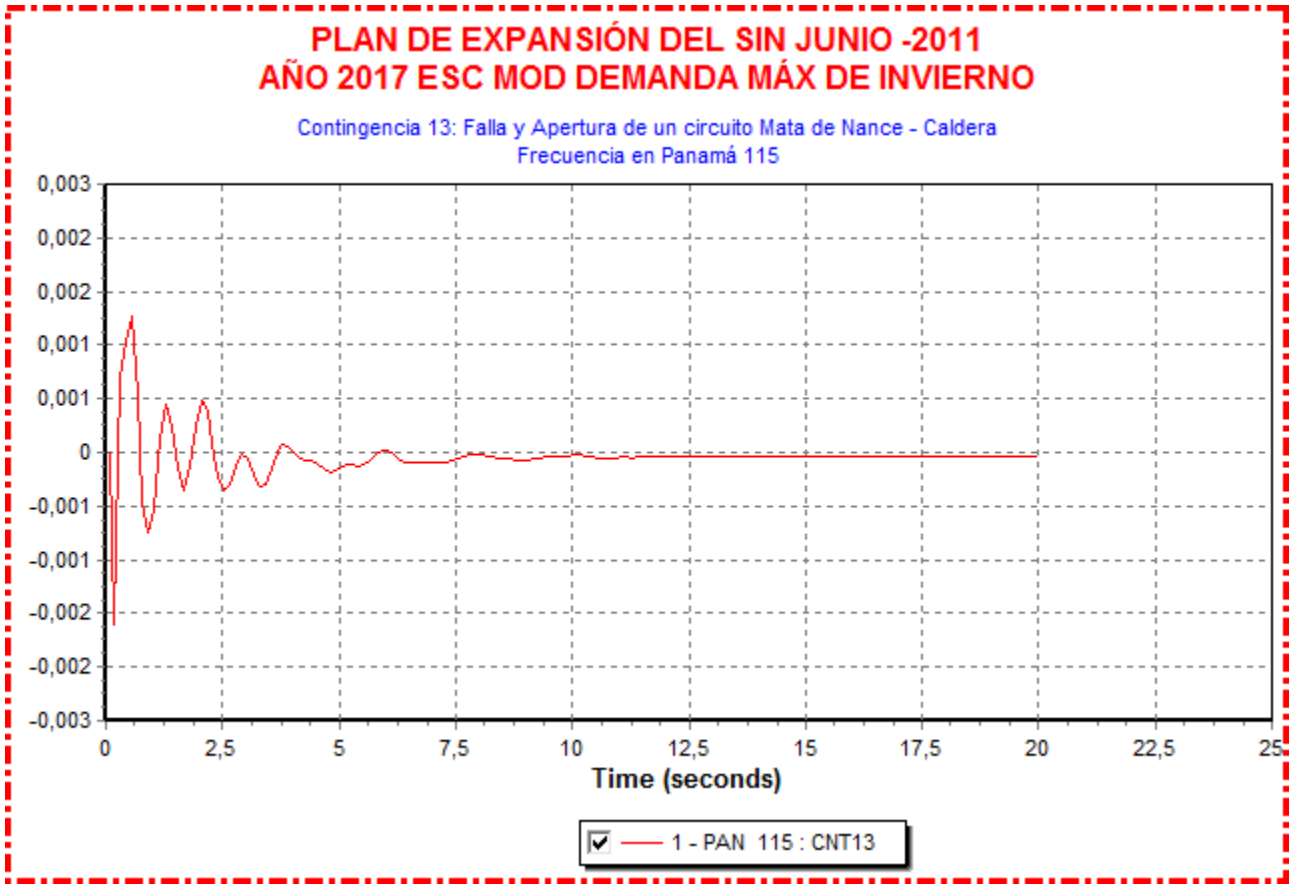


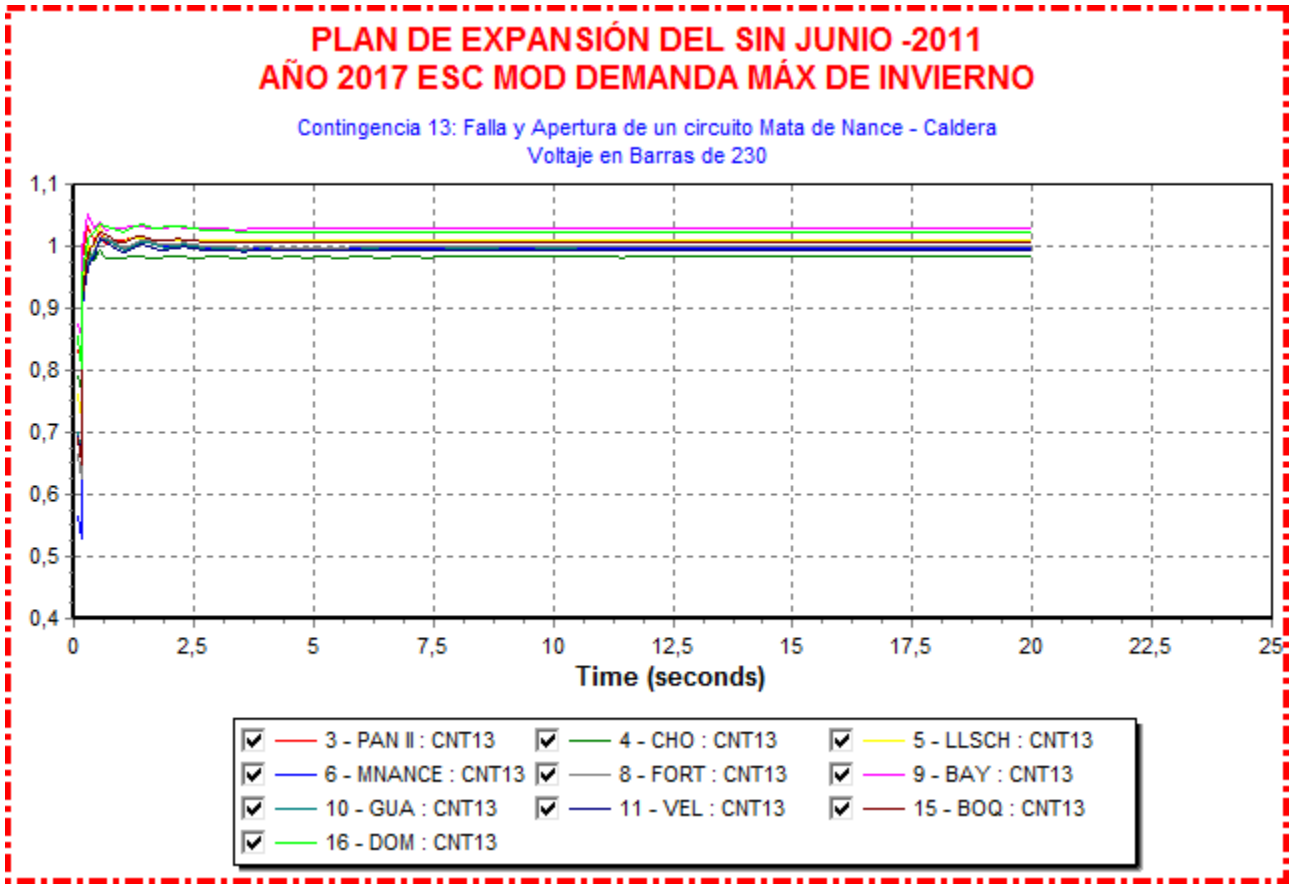

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO -2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Las Guías
Voltaje en barras de 230
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN : Contingencia2
4 - CHO : Contingencia2
5 - LLSCH : Contingencia2
6 - MNANCE : Contingencia2
8 - FORT : Contingencia2
9 - BAY : Contingencia2
10 - GUA : Contingencia2
11 - VEL : Contingencia2
12 - LGU : Contingencia2
15 - BOQ : Contingencia2
16 - DOM : Contingencia2

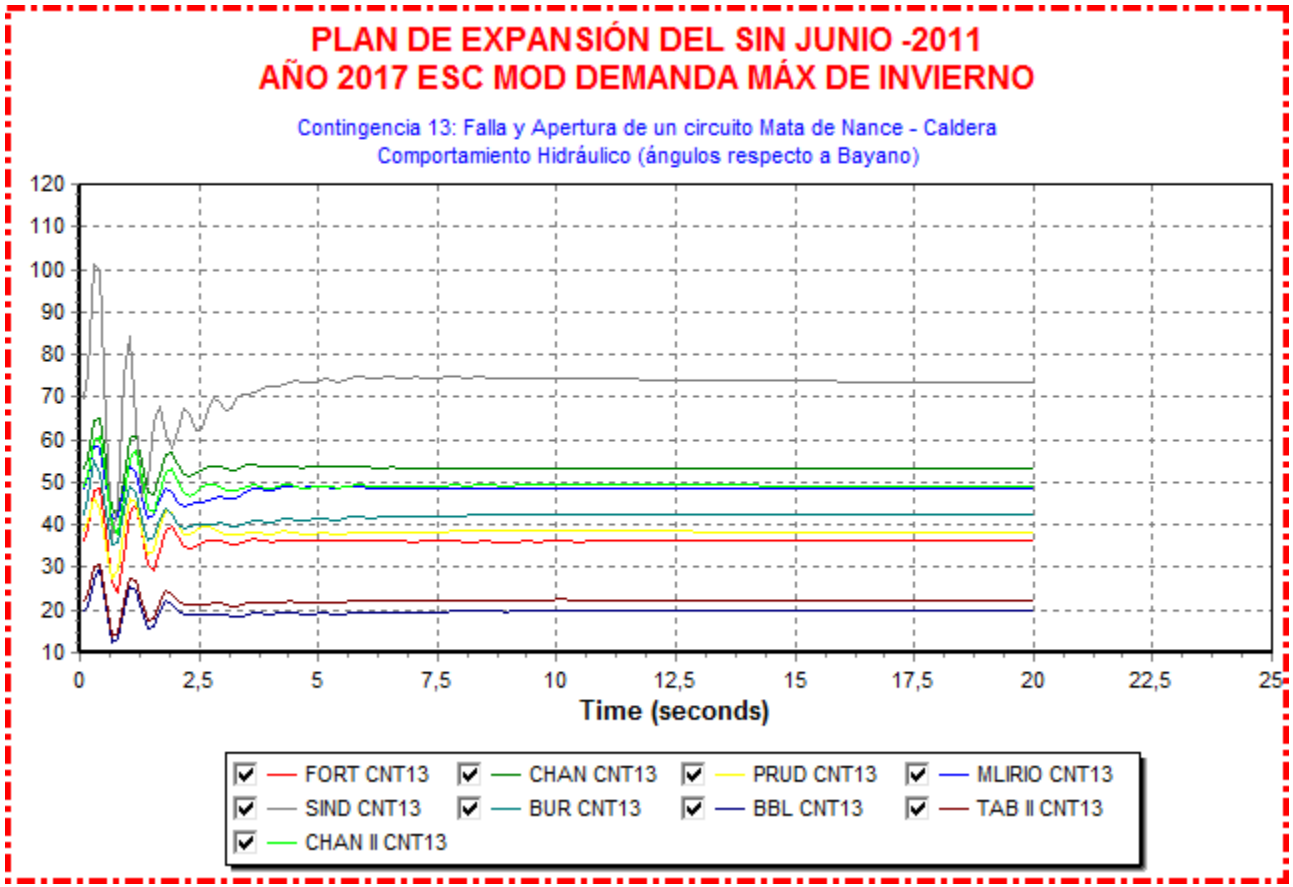

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO -2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Las Guías
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FOR CNT2
CHANG CNT2
PRU CNT2
PED II CNT2
ALTO CNT2
SIND CNT2
SBAR CNT2
BBL CNT2
TAB II CNT2
CHA II CNT2

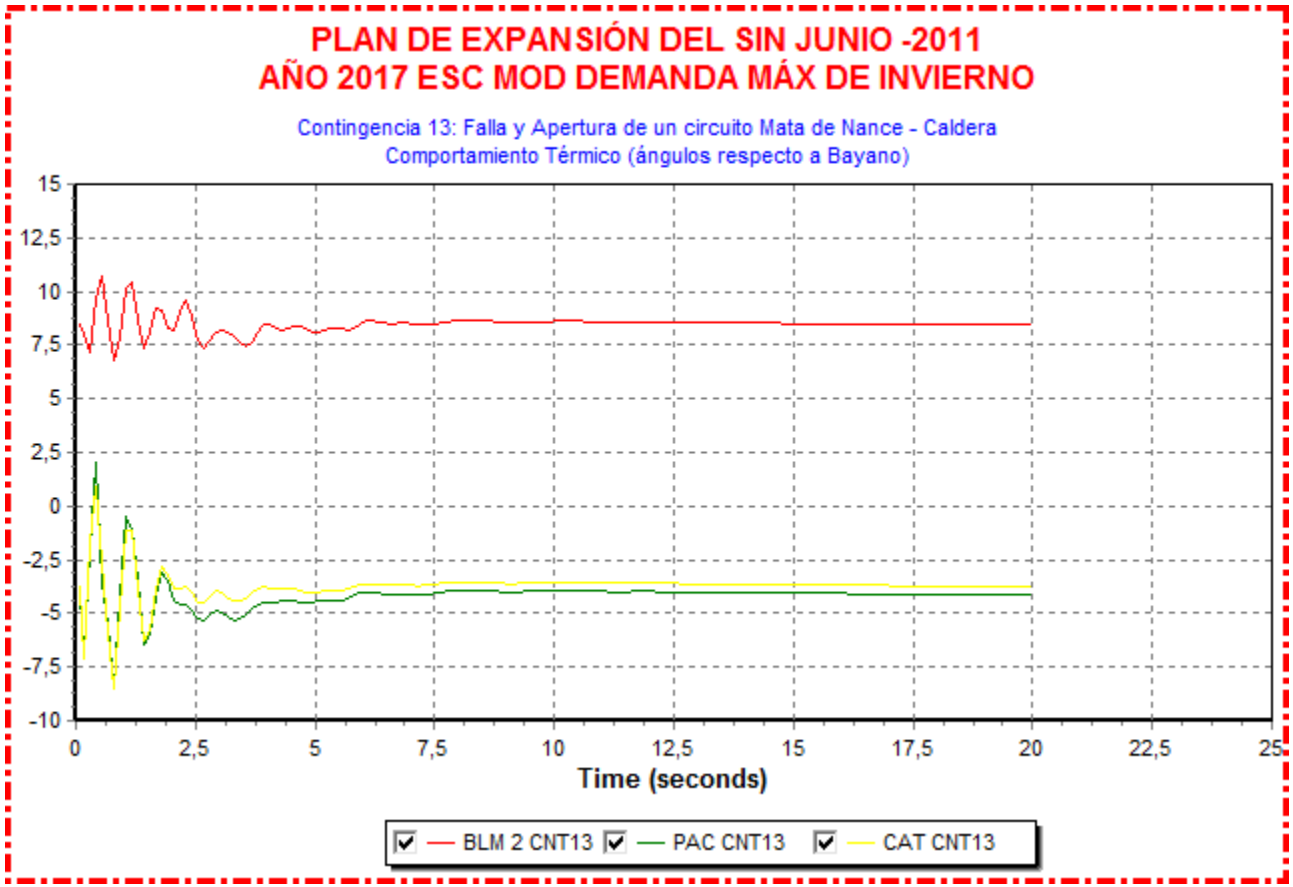

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO -2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 2: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Las Guías
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
20
17,5
15
12,5
10
7,5
5
2,5
0
-2,5
-5
-7,5
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
BLM2 CNT2
PAC CNT2
CAT CNT2

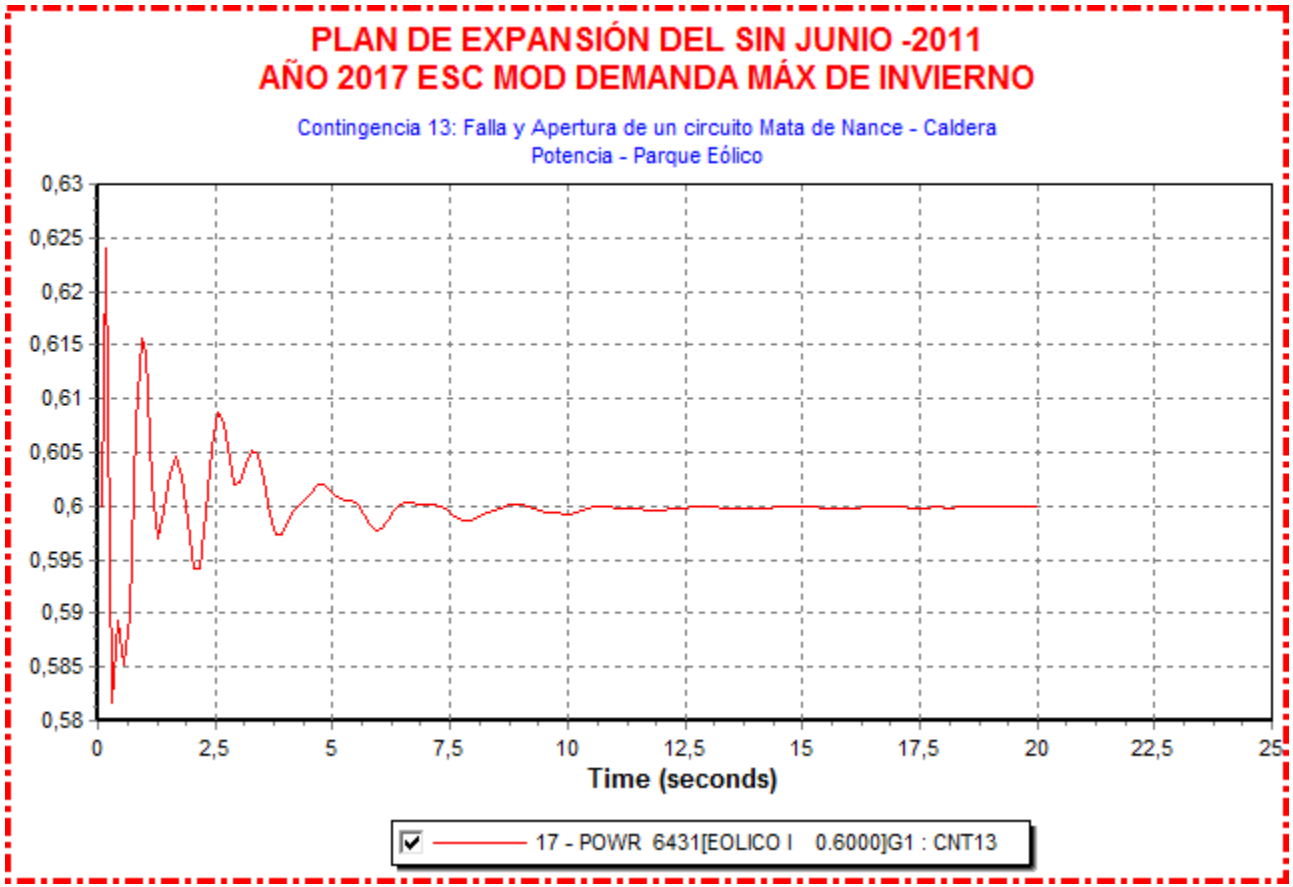
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance – Caldera




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO -2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Voltaje en Barras de 230
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
3 - PAN II : CNT13
4 - CHO : CNT13
5 - LLSCH : CNT13
6 - MNANCE : CNT13
8 - FORT : CNT13
9 - BAY : CNT13
10 - GUA : CNT13
11 - VEL : CNT13
15 - BOQ : CNT13
16 - DOM : CNT13


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO -2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
120
110
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FORT CNT13
CHAN CNT13
PRUD CNT13
MLIRIO CNT13
SIND CNT13
BUR CNT13
BBL CNT13
TAB II CNT13
CHAN II CNT13

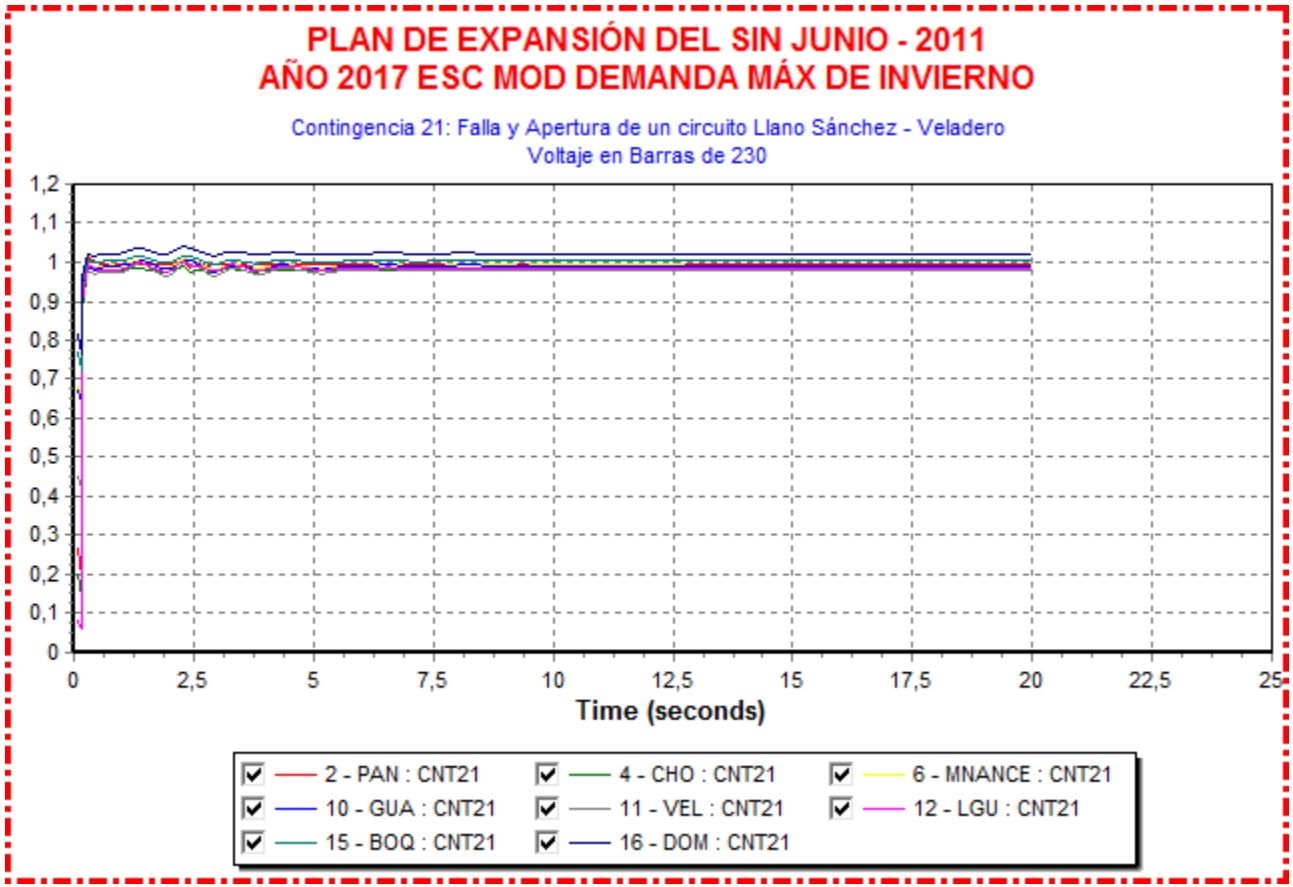

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO -2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
15
12,5
10
7,5
5
2,5
0
-2,5
-5
-7,5
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
BLM 2 CNT13
PAC CNT13
CAT CNT13

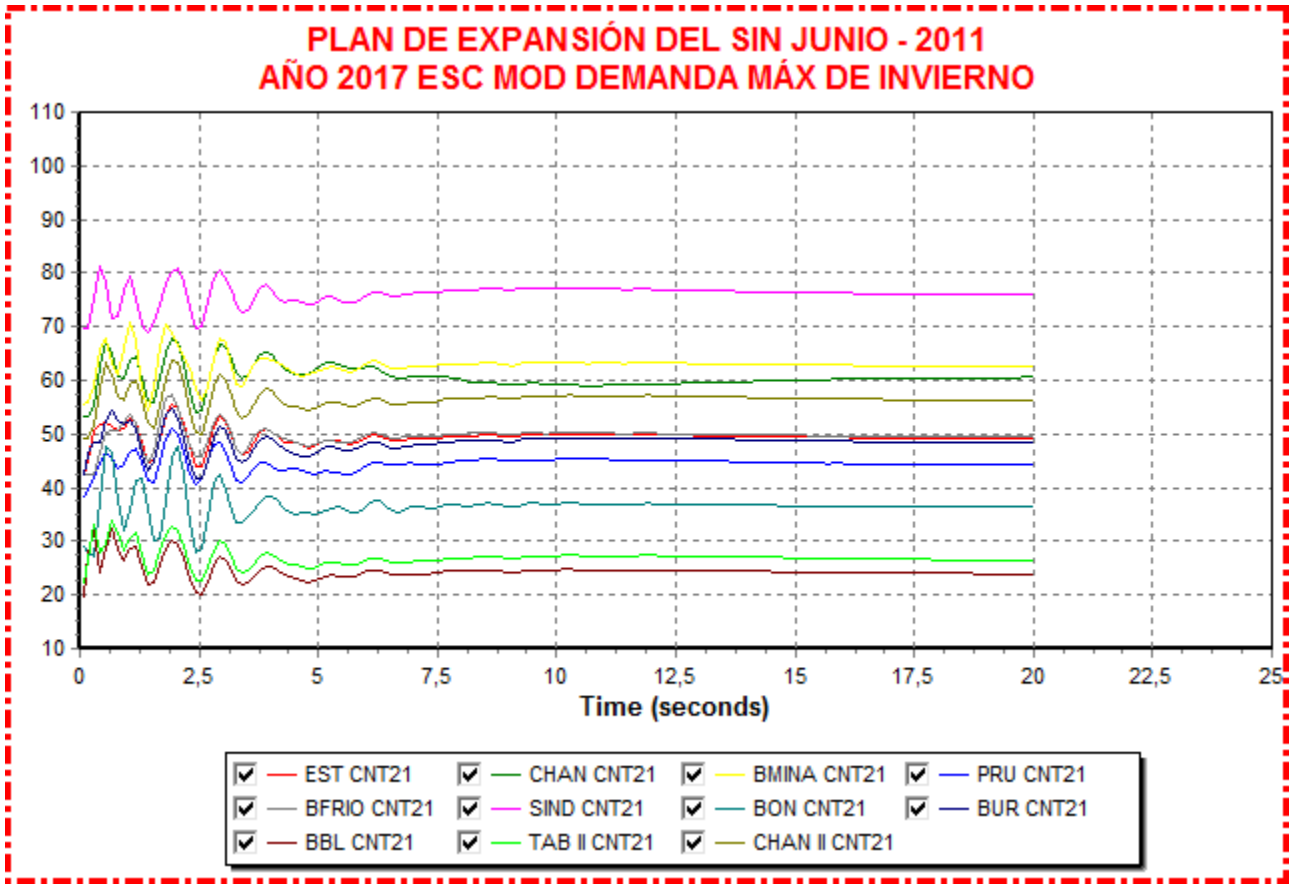

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO -2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Potencia - Parque Eólico
0,63
0,625
0,62
0,615
0,61
0,605
0,6
0,595
0,59
0,585
0,58
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
17 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT13

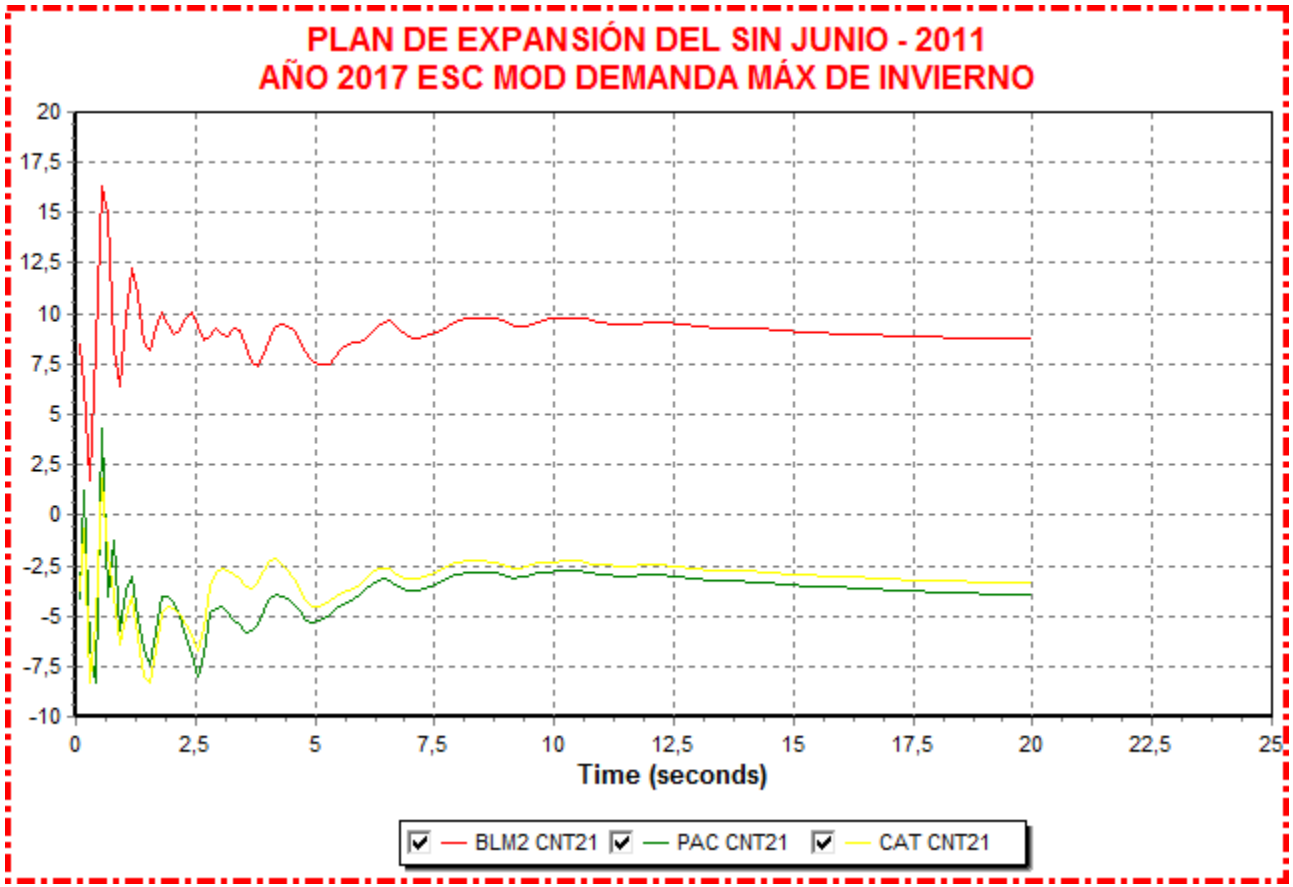

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO -2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
MVARs entregados por los SVC de Llano Sánchez y Panamá II
5,5
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
18 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT13
19 - VARS 6900[SVC-LV 13.200]1 : CNT13

Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Veladero



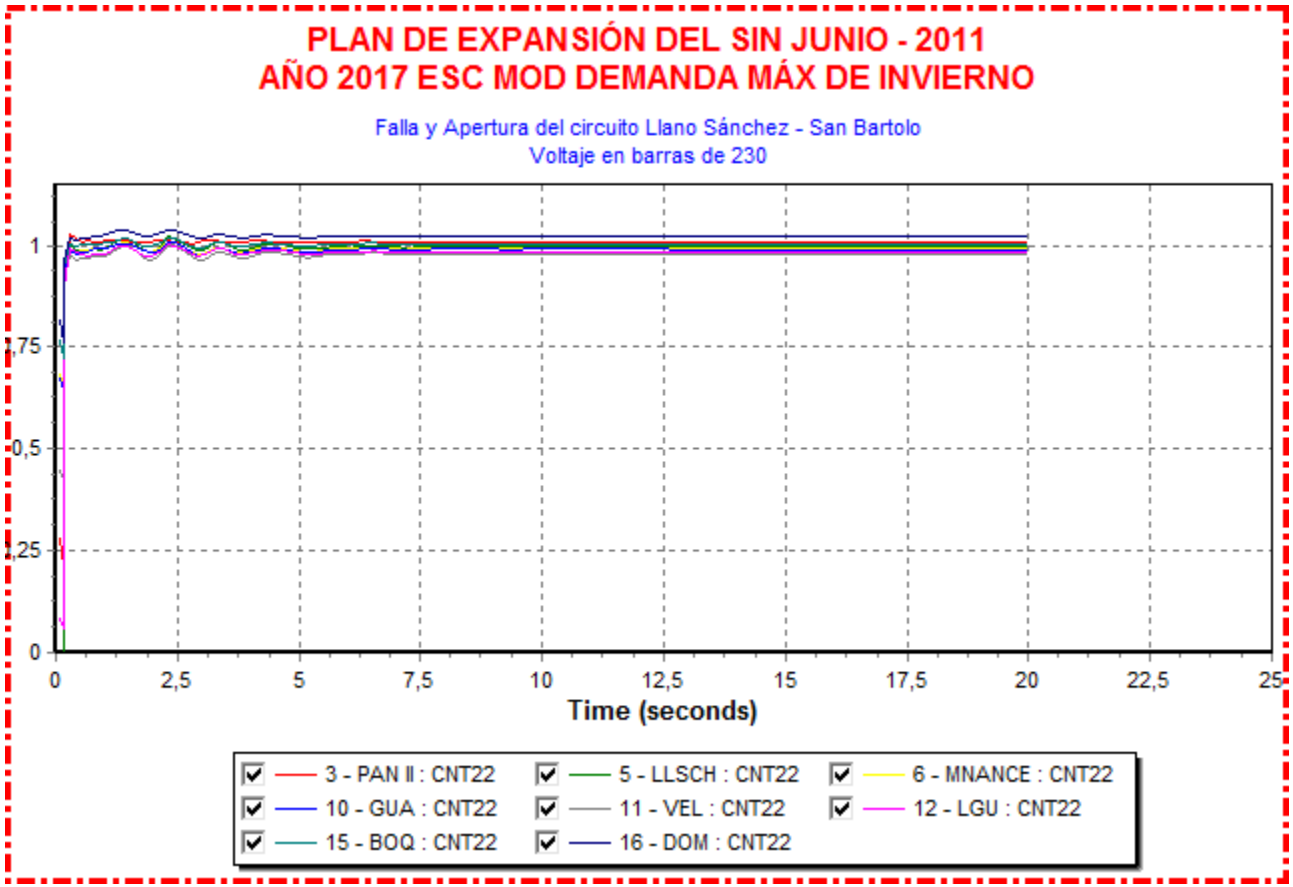

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Voltaje en Barras de 230
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN : CNT21
4 - CHO : CNT21
6 - MNANCE : CNT21
10 - GUA : CNT21
11 - VEL : CNT21
12 - LGU : CNT21
15 - BOQ : CNT21
16 - DOM : CNT21

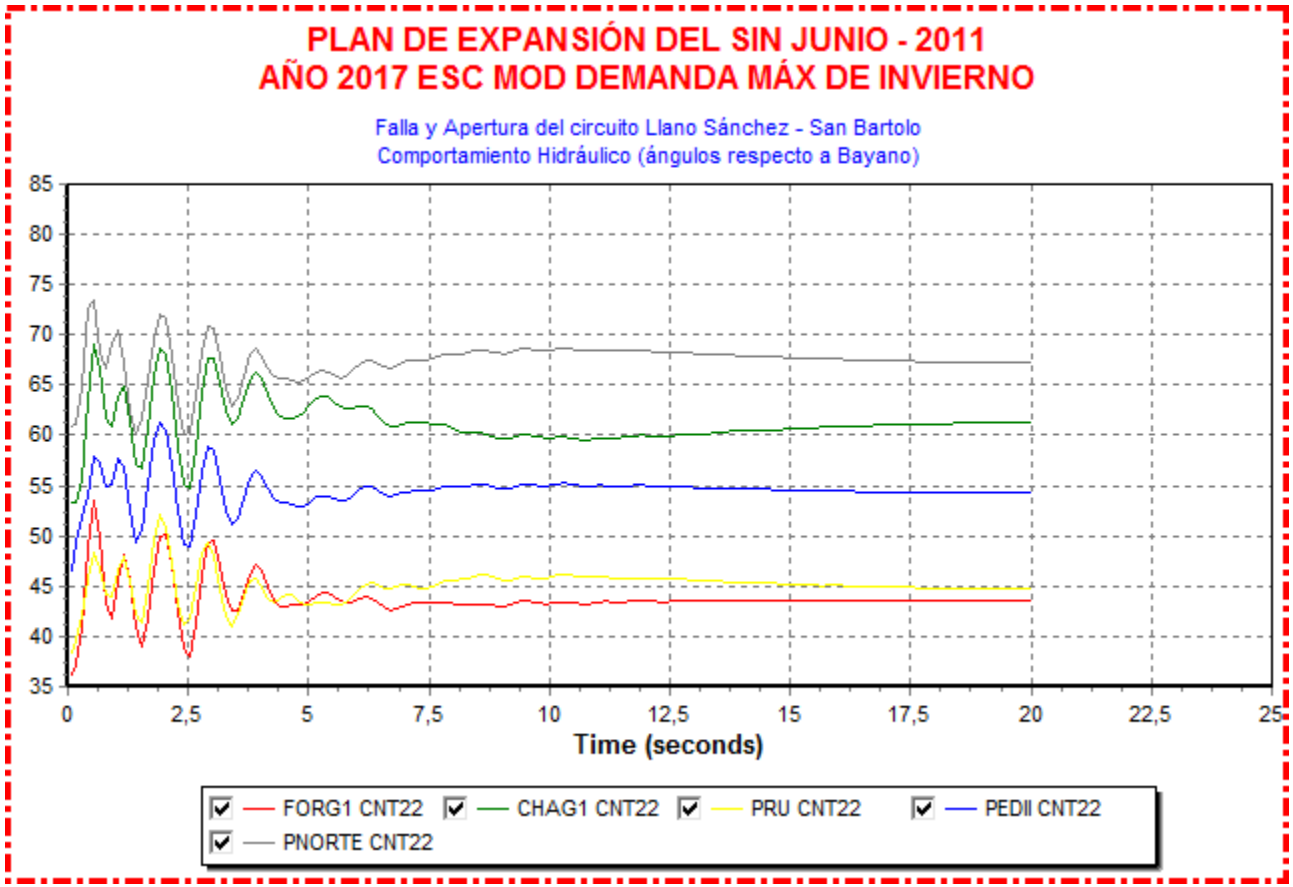

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
110
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
EST CNT21
CHAN CNT21
BMINA CNT21
PRU CNT21
BFRIO CNT21
SIND CNT21
BON CNT21
BUR CNT21
BBL CNT21
TAB II CNT21
CHAN II CNT21

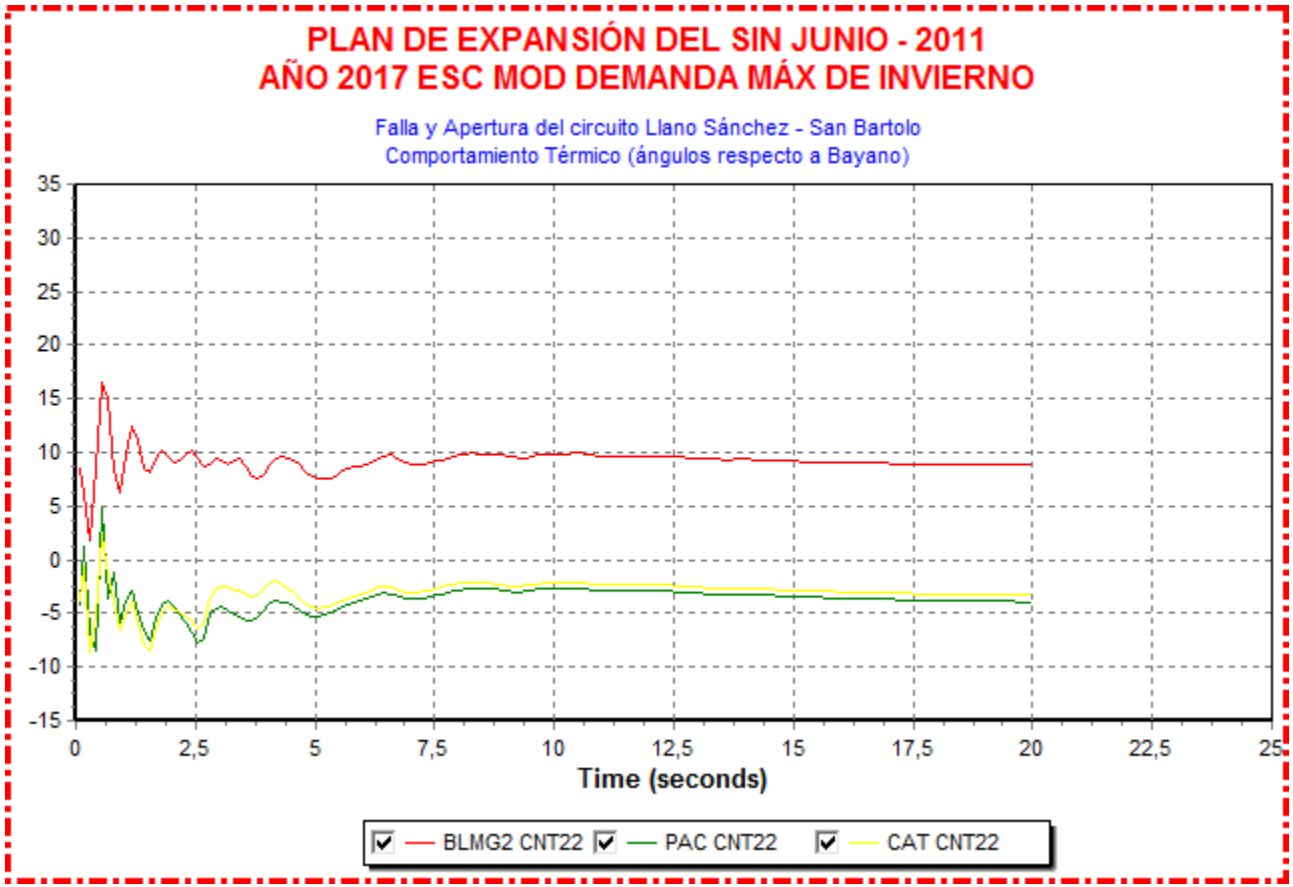

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
20
17,5
15
12,5
10
7,5
5
2,5
0
-2,5
-5
-7,5
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
BLM2 CNT21
PAC CNT21
CAT CNT21

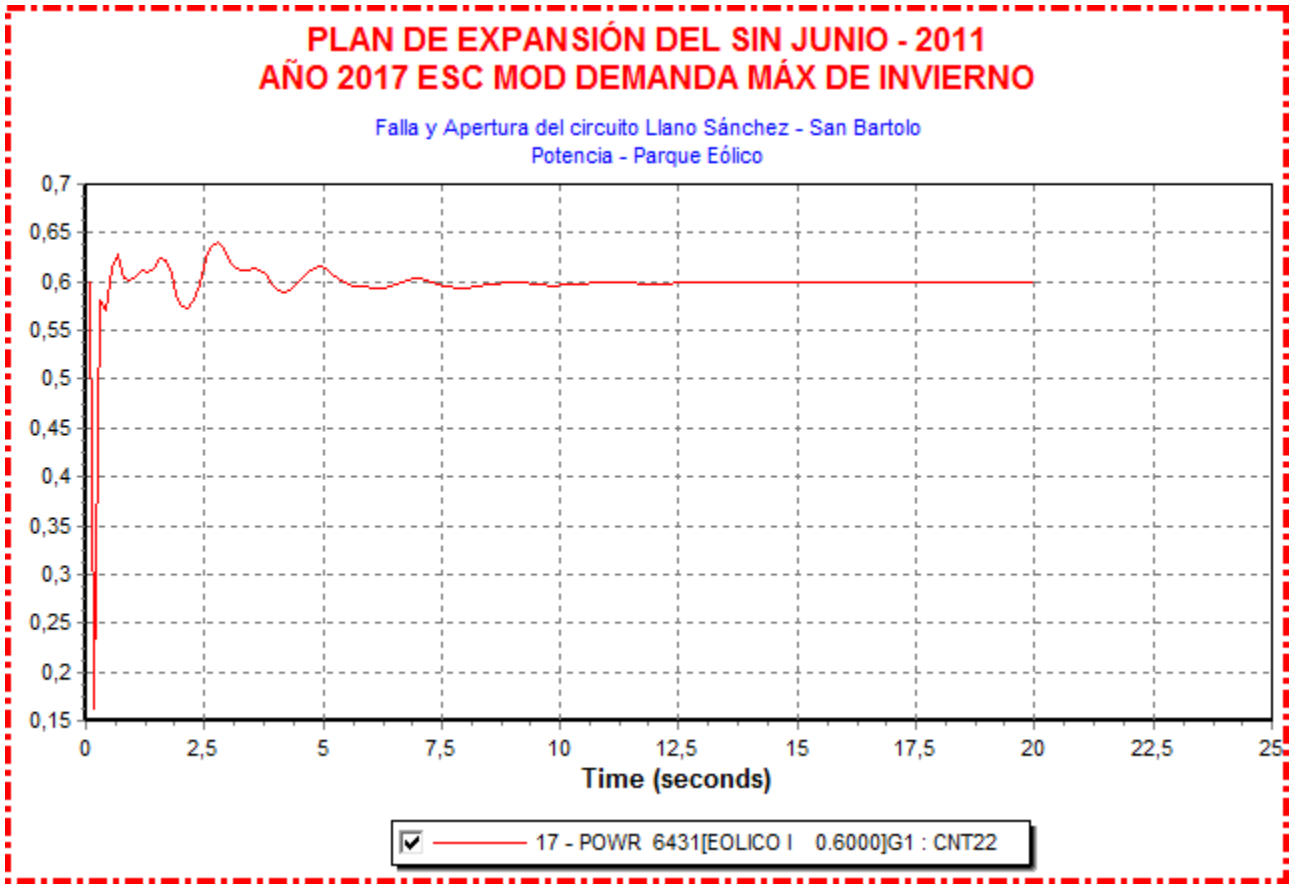
Contingencia 22: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – San Bartolo

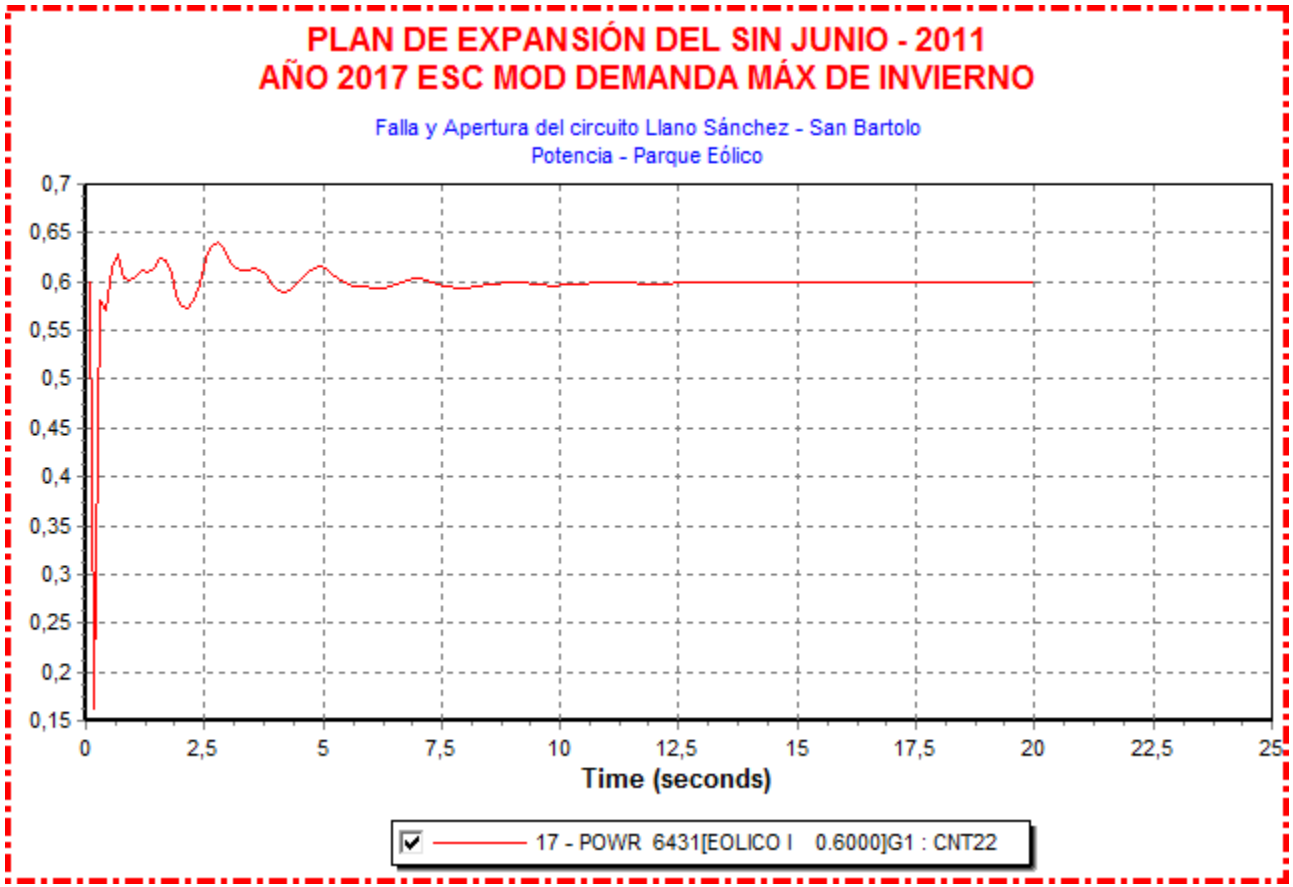



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez - San Bartolo
Voltaje en barras de 230
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
3 - PAN II : CNT22
5 - LLSCH : CNT22
6 - MNANCE : CNT22
10 - GUA : CNT22
11 - VEL : CNT22
12 - LGU : CNT22
15 - BOQ : CNT22
16 - DOM : CNT22


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez - San Bartolo
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
85
80
75
70
65
60
55
50
45
40
35
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FORG1 CNT22
CHAG1 CNT22
PRU CNT22
PEDII CNT22
PNORTE CNT22

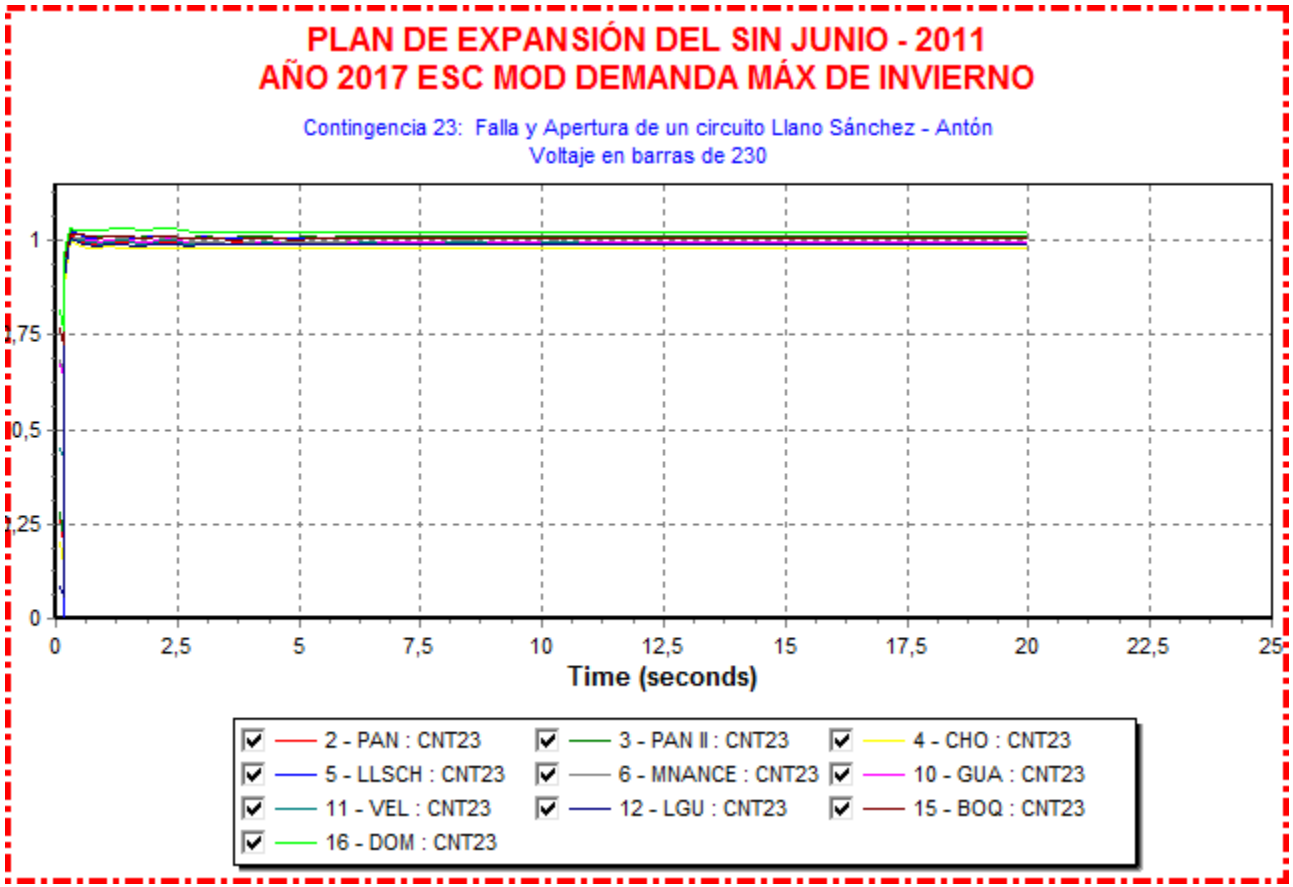

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez - San Bartolo
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
35
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
BLMG2 CNT22
PAC CNT22
CAT CNT22

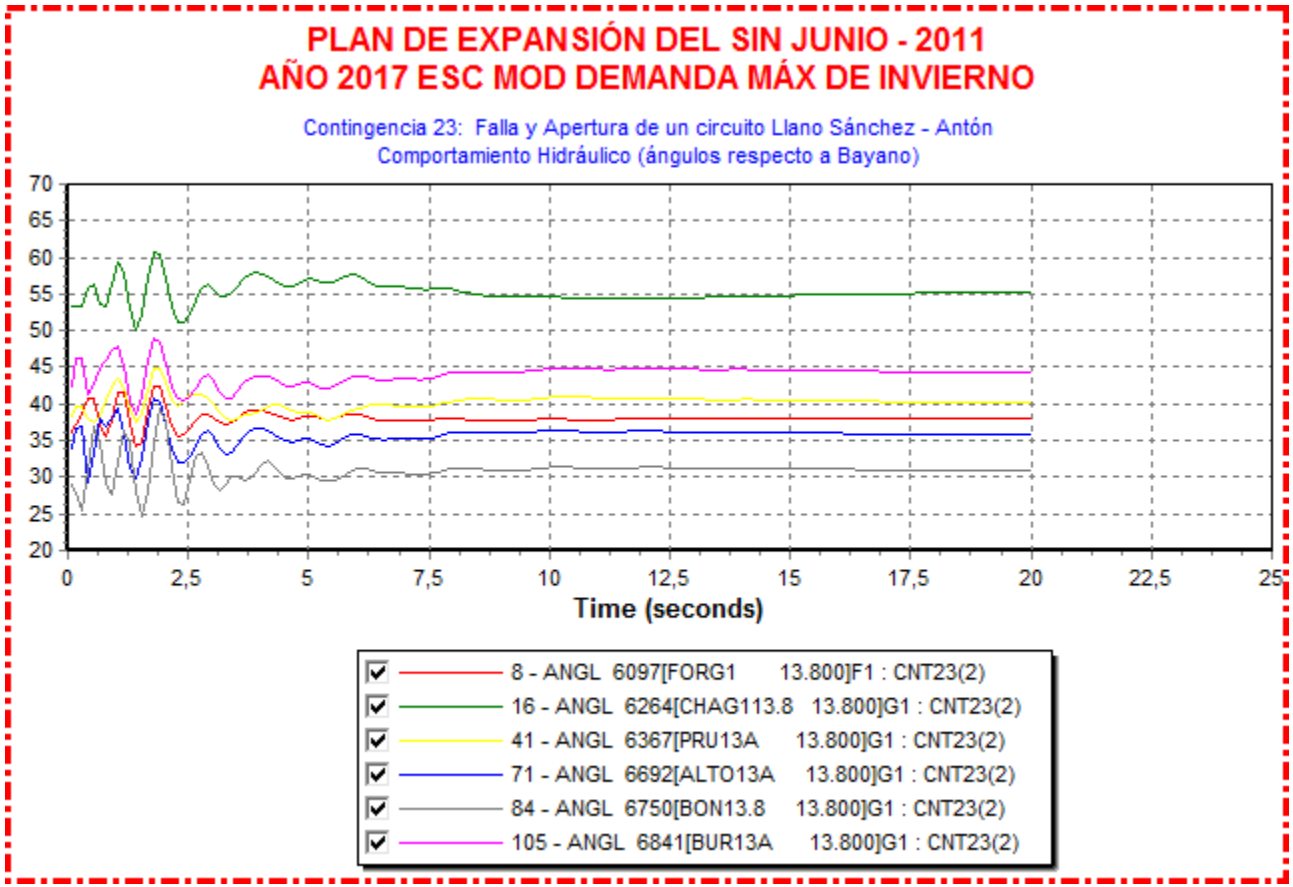

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez - San Bartolo
Potencia - Parque Eólico
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0,2
0,15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
17 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT22

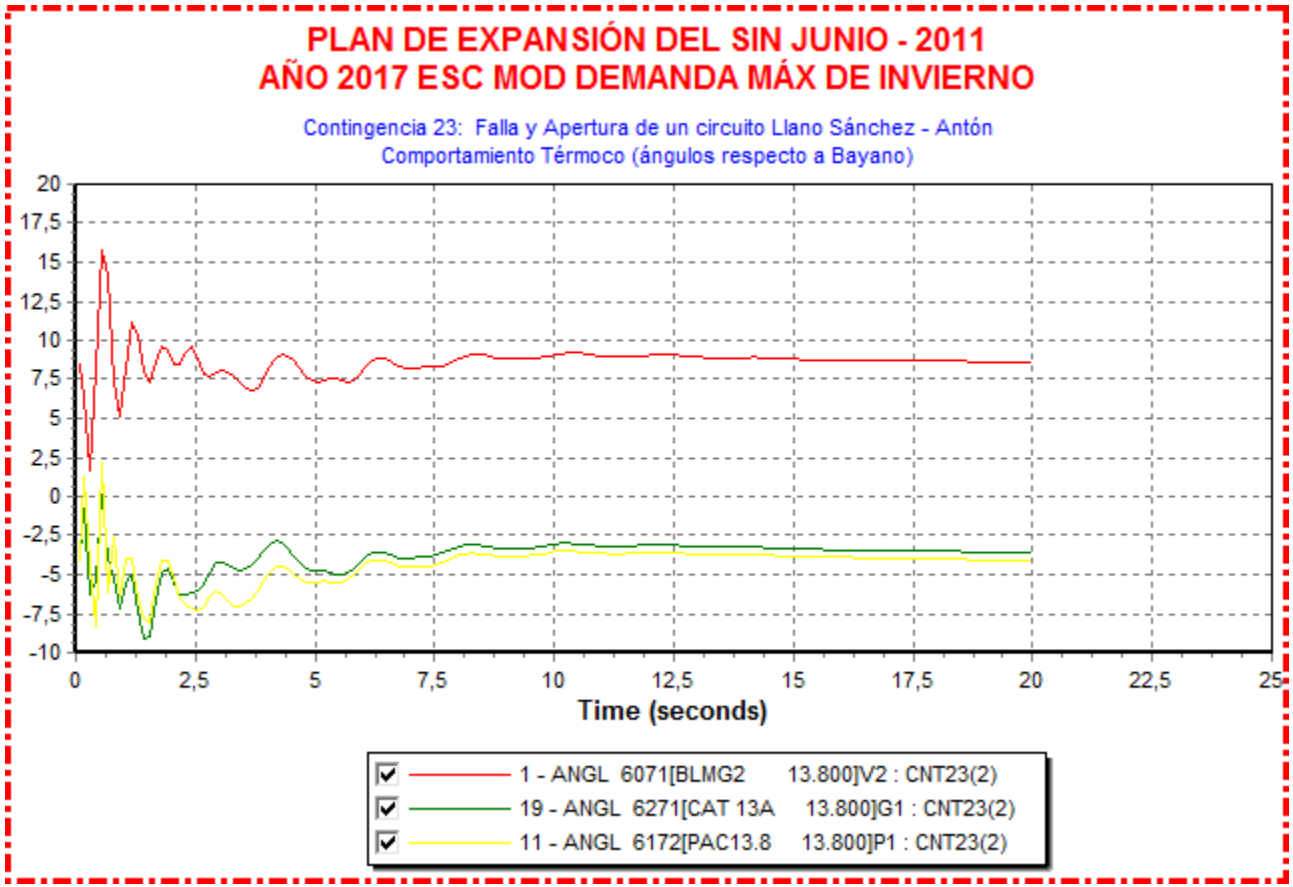

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez - San Bartolo
Potencia - Parque Eólico
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0,2
0,15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
17 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT22

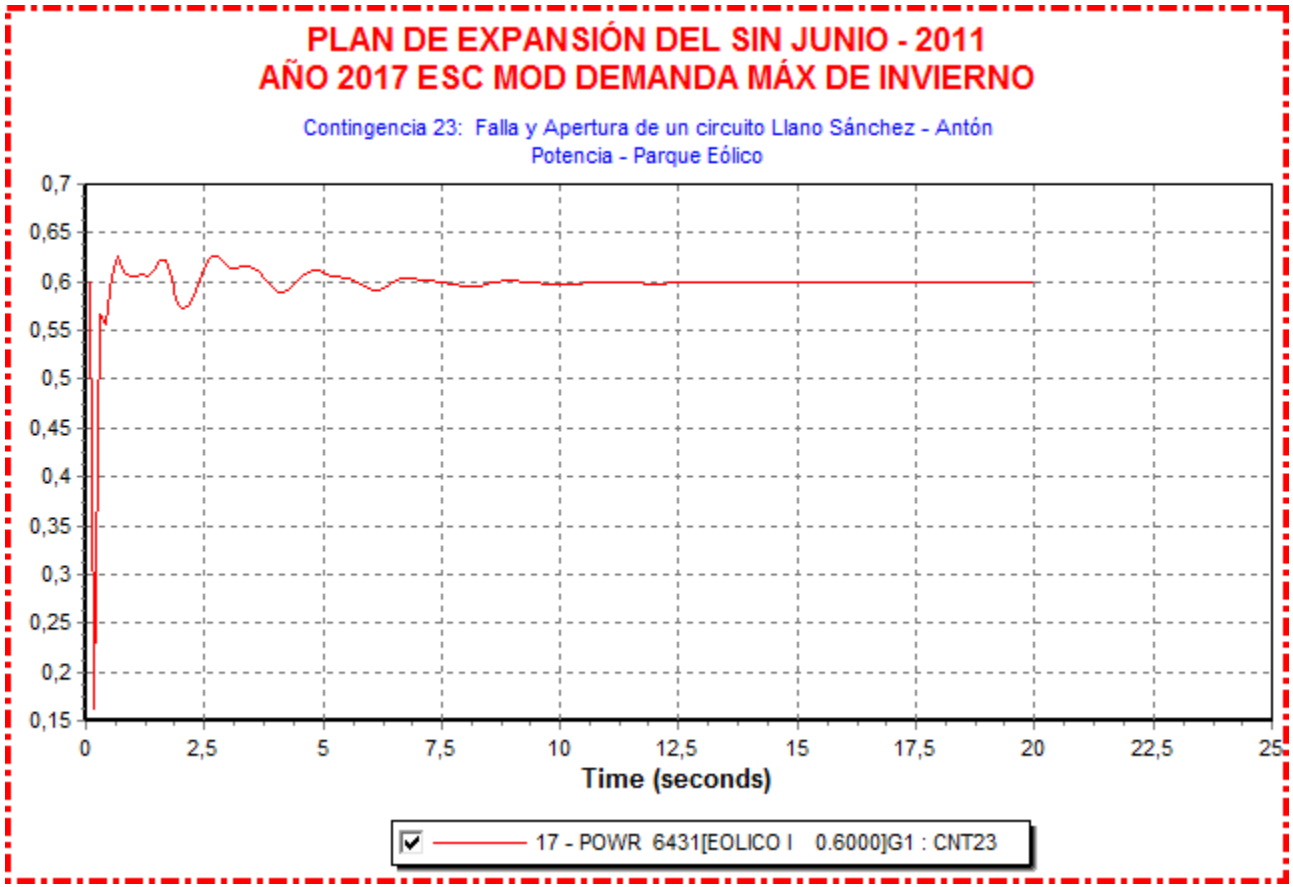
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Antón

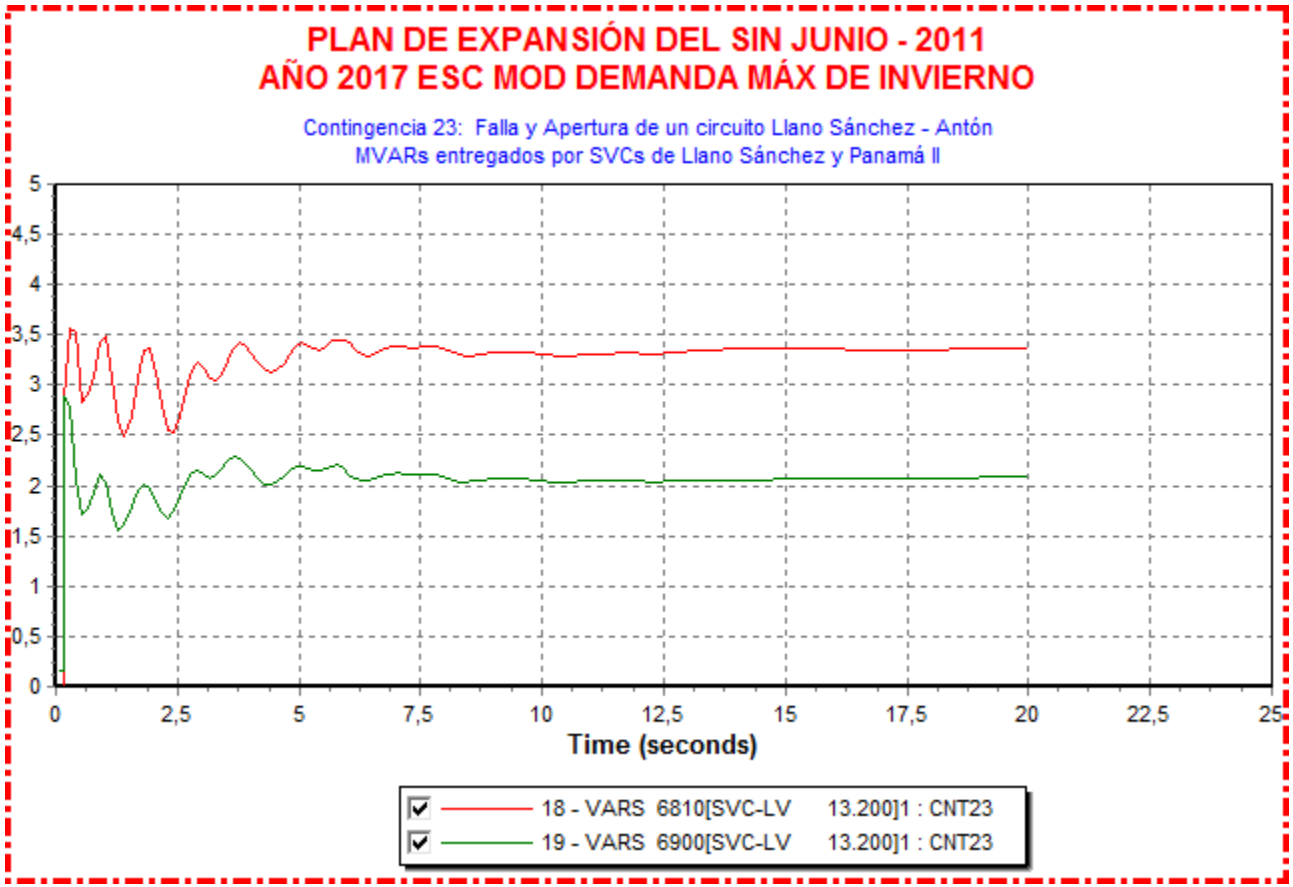



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Antón
Voltaje en barras de 230
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN : CNT23
3 - PAN II : CNT23
4 - CHO : CNT23
5 - LLSCH : CNT23
6 - MNANCE : CNT23
10 - GUA : CNT23
11 - VEL : CNT23
12 - LGU : CNT23
15 - BOQ : CNT23
16 - DOM : CNT23


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Antón
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
70
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
8 - ANGL 6097[FORG1 13.800]F1 : CNT23(2)
16 - ANGL 6264[CHAG113.8 13.800]G1 : CNT23(2)
41 - ANGL 6367[PRU13A 13.800]G1 : CNT23(2)
71 - ANGL 6692[ALTO13A 13.800]G1 : CNT23(2)
84 - ANGL 6750[BON13.8 13.800]G1 : CNT23(2)
105 - ANGL 6841[BUR13A 13.800]G1 : CNT23(2)

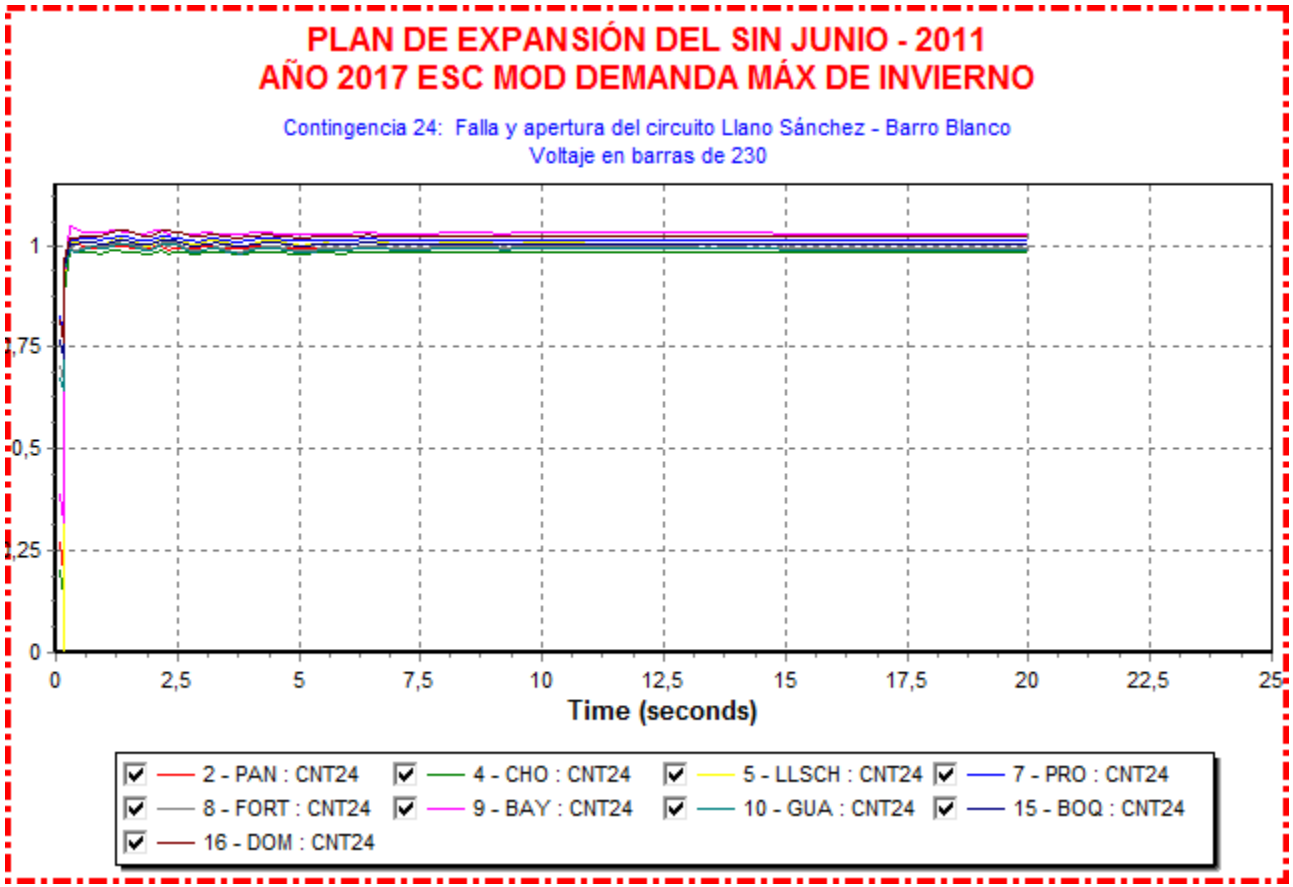

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Antón
Comportamiento Térmoco (ángulos respecto a Bayano)
20
17,5
15
12,5
10
7,5
5
2,5
0
-2,5
-5
-7,5
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CNT23(2)
19 - ANGL 6271[CAT 13A 13.800]G1 : CNT23(2)
11 - ANGL 6172[PAC13.8 13.800]P1 : CNT23(2)

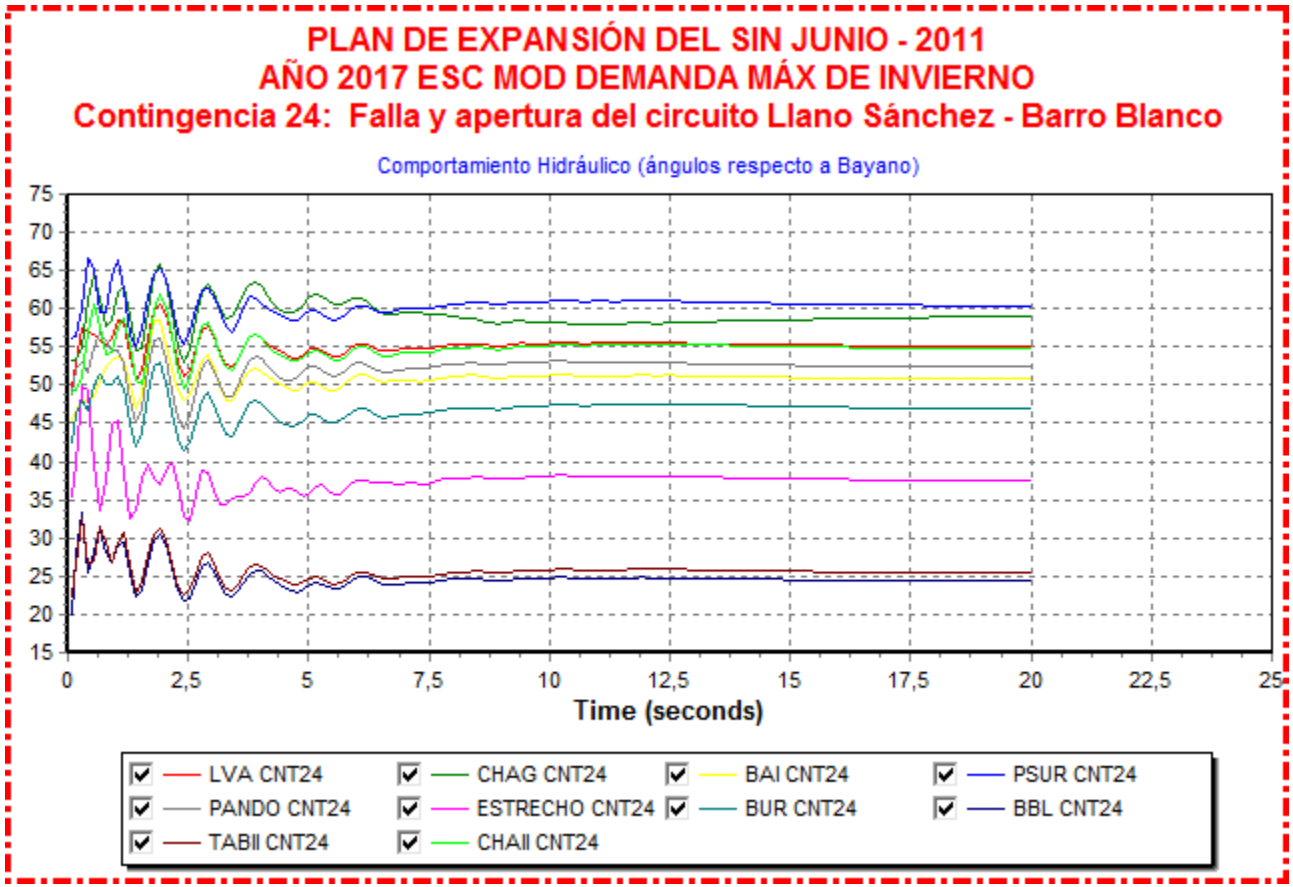

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Antón
Potencia - Parque Eólico
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0,2
0,15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
17 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT23

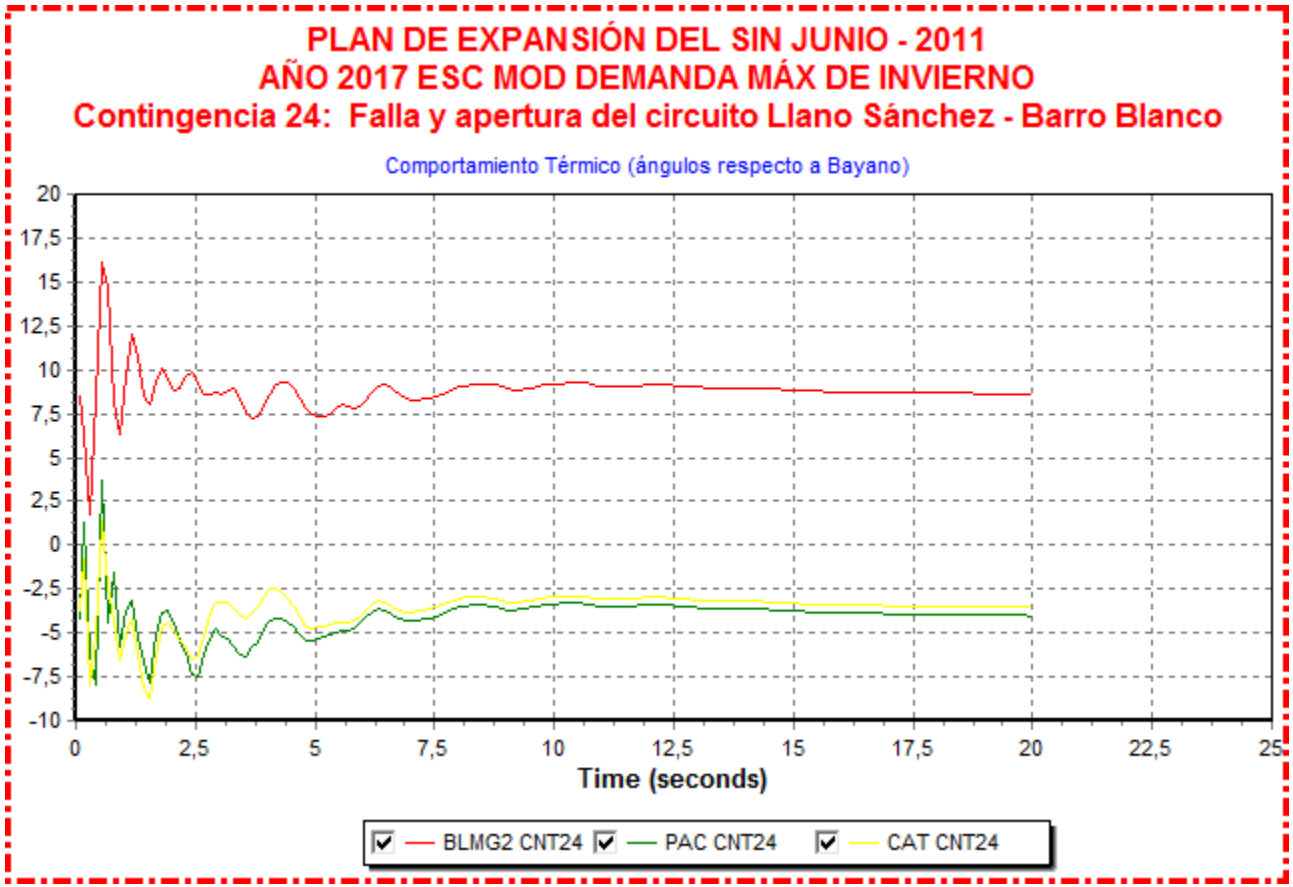

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 23: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Antón
MVARs entregados por SVCs de Llano Sánchez y Panamá II
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
18 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT23
19 - VARS 6900[SVC-LV 13.200]1 : CNT23

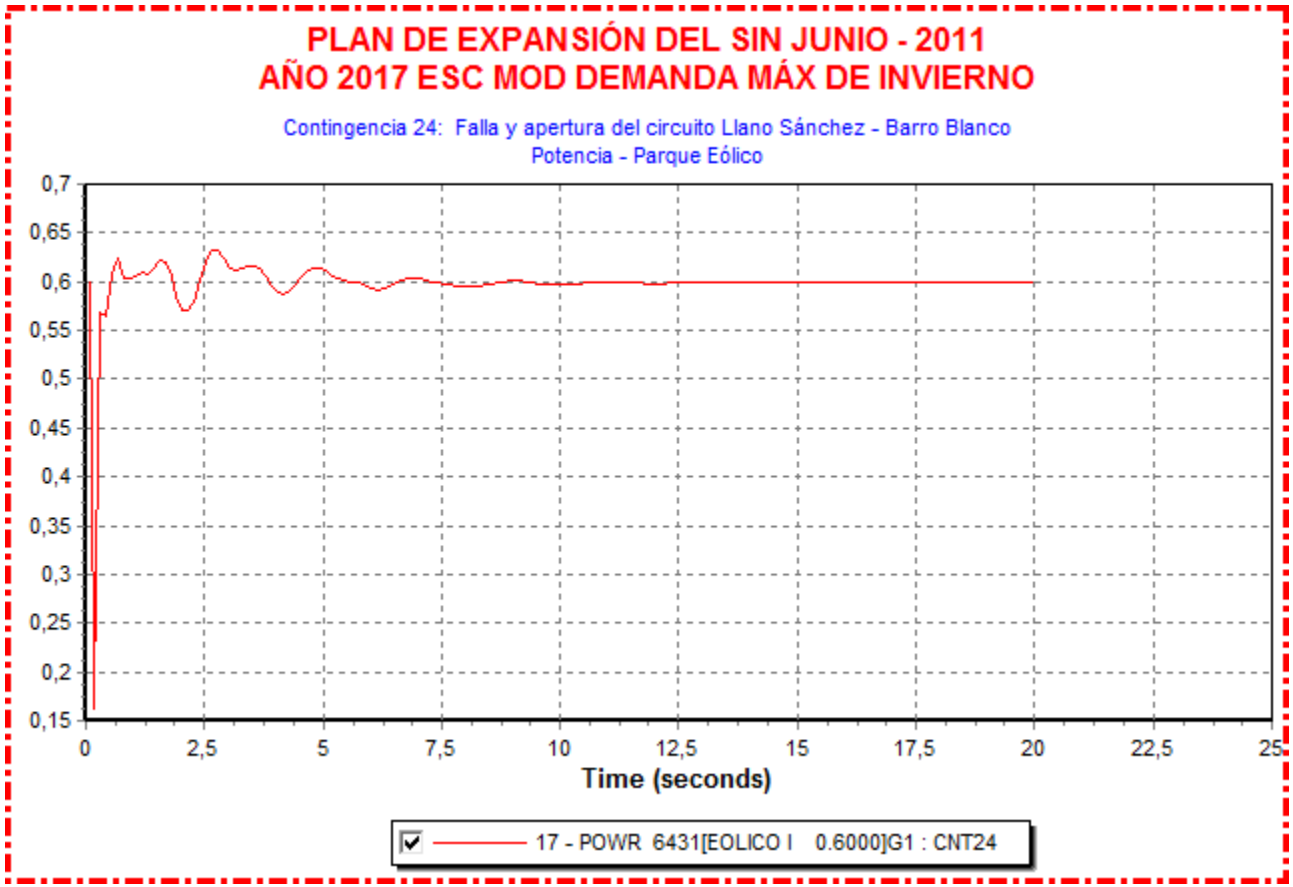
Contingencia 24: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – Barro Blanco

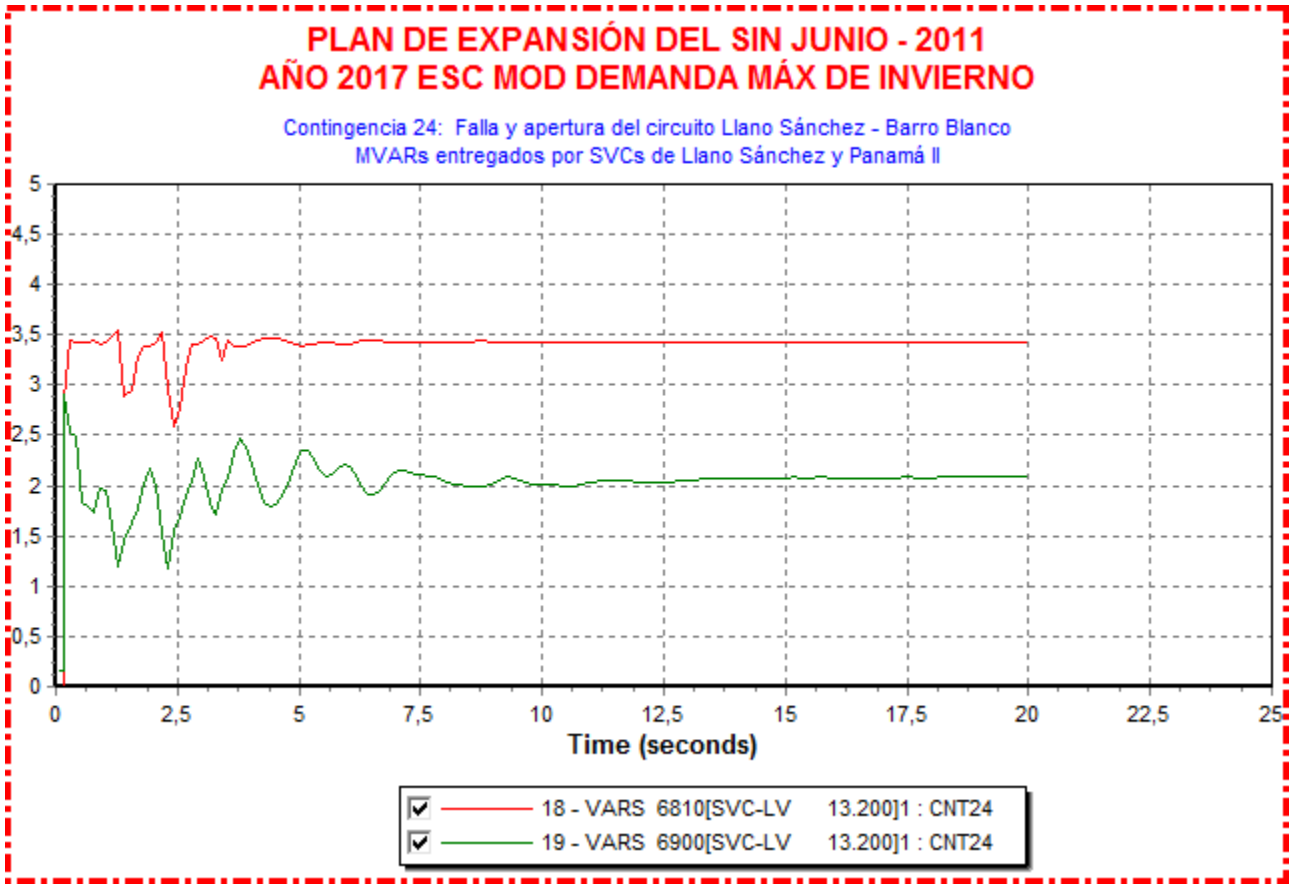



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 24: Falla y apertura del circuito Llano Sánchez - Barro Blanco
Voltaje en barras de 230
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN : CNT24
4 - CHO : CNT24
5 - LLSCH : CNT24
7 - PRO : CNT24
8 - FORT : CNT24
9 - BAY : CNT24
10 - GUA : CNT24
15 - BOQ : CNT24
16 - DOM : CNT24


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 24: Falla y apertura del circuito Llano Sánchez - Barro Blanco
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
75
70
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
LVA CNT24
CHAG CNT24
BAI CNT24
PSUR CNT24
PANDO CNT24
ESTRECHO CNT24
BUR CNT24
BBL CNT24
TABII CNT24
CHAII CNT24


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 24: Falla y apertura del circuito Llano Sánchez - Barro Blanco
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
20
17,5
15
12,5
10
7,5
5
2,5
0
-2,5
-5
-7,5
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
BLMG2 CNT24
PAC CNT24
CAT CNT24

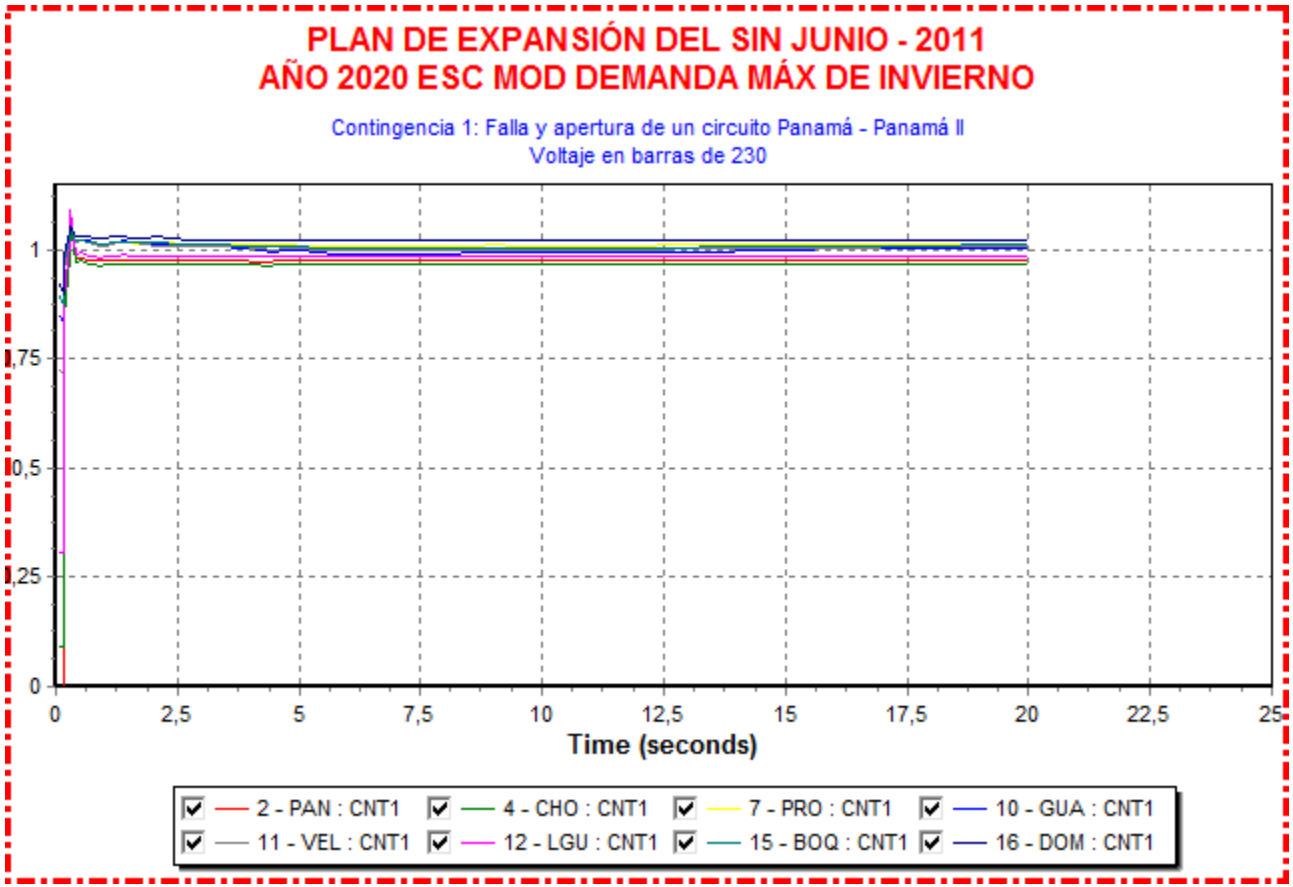

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 24: Falla y apertura del circuito Llano Sánchez - Barro Blanco
Potencia - Parque Eólico
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0,2
0,15
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
17 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT24

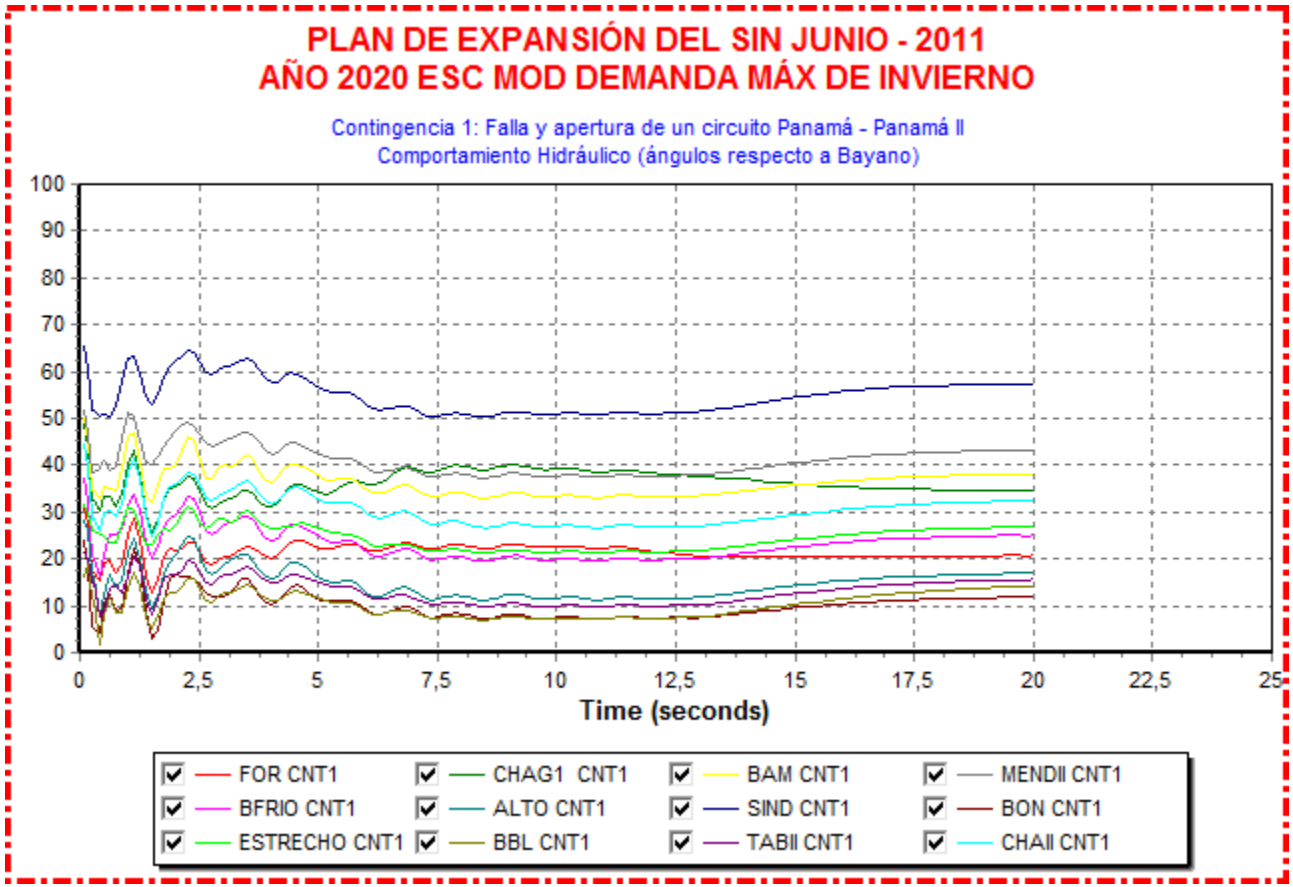

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 24: Falla y apertura del circuito Llano Sánchez - Barro Blanco
MVARs entregados por SVCs de Llano Sánchez y Panamá II
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
18 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT24
19 - VARS 6900[SVC-LV 13.200]1 : CNT24

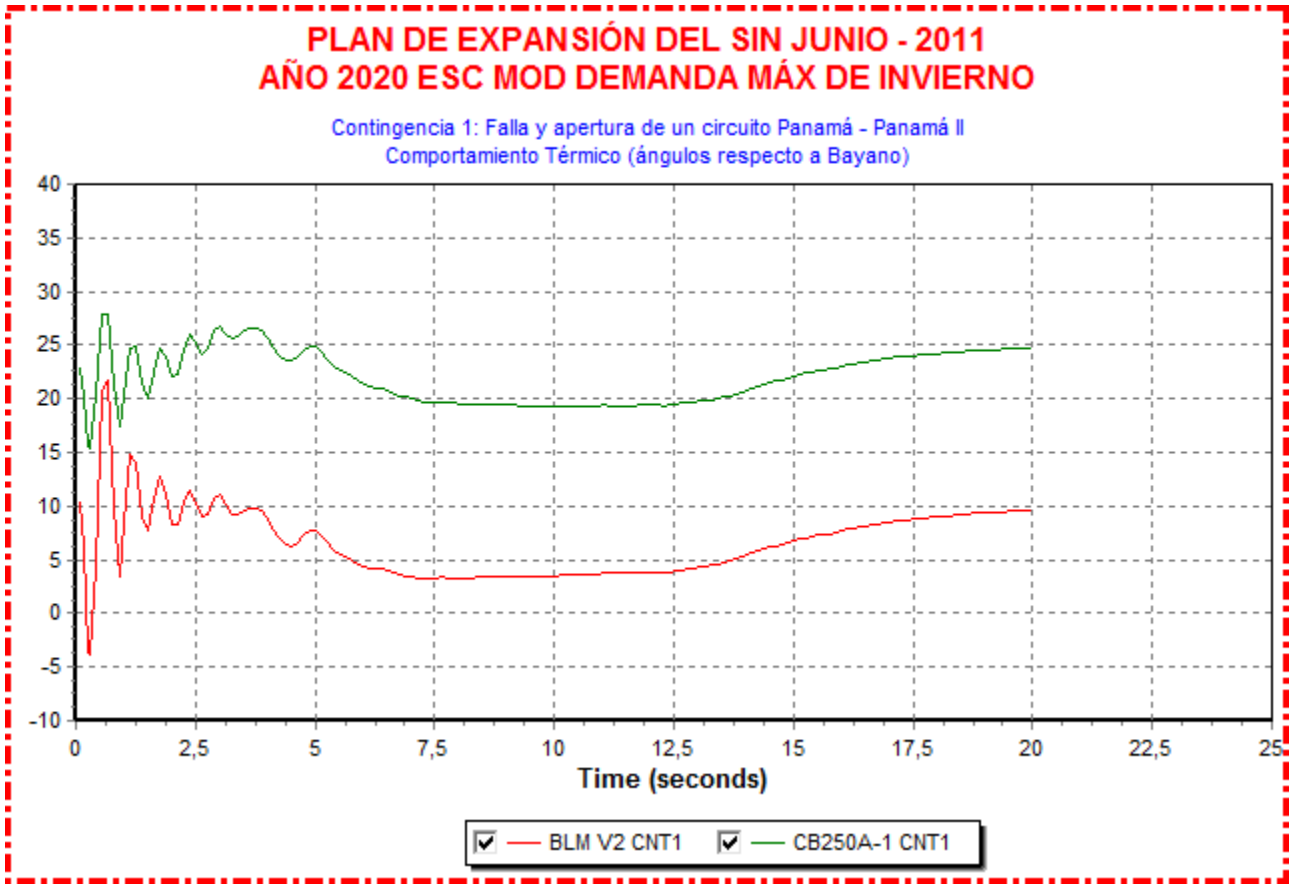
Año 2020

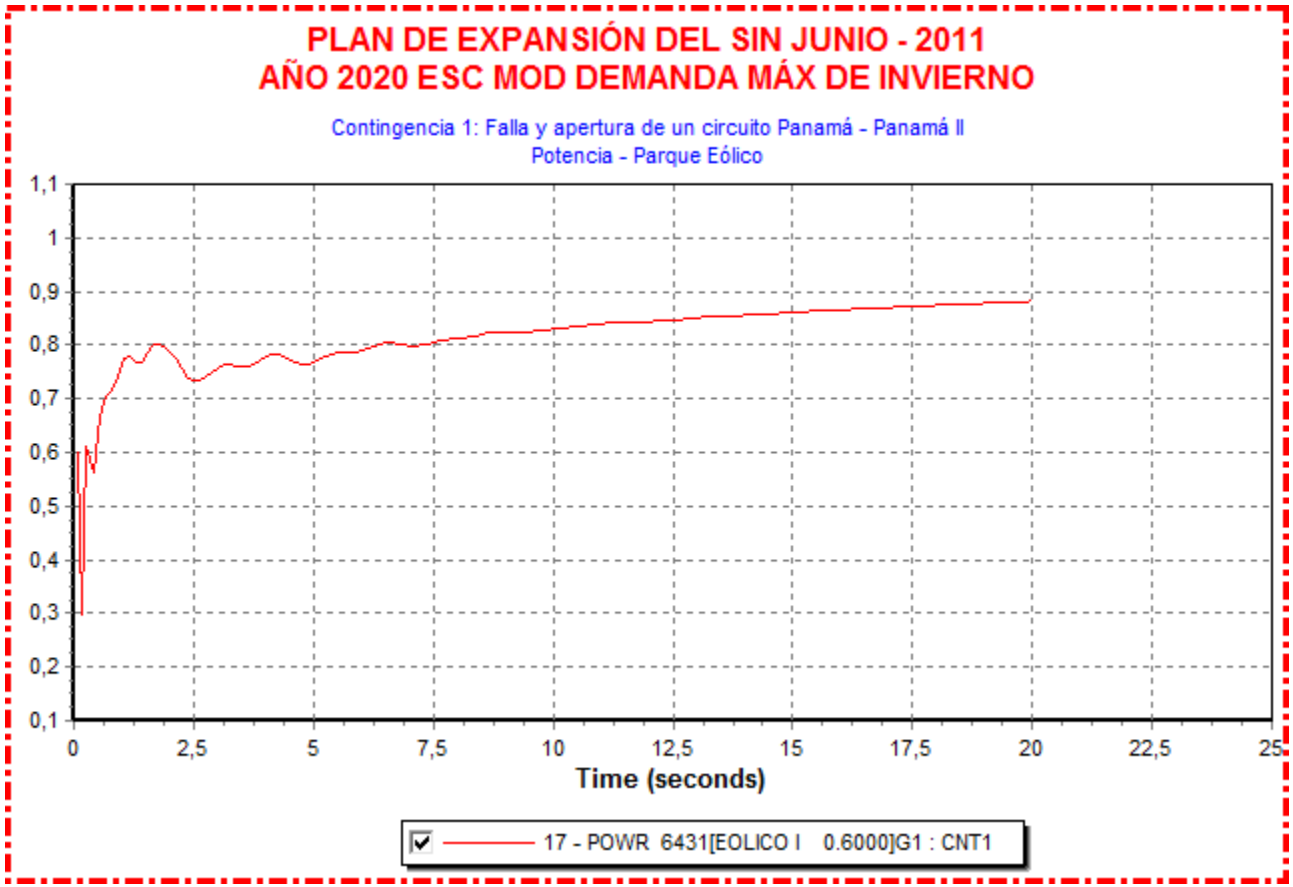
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá – Panamá II

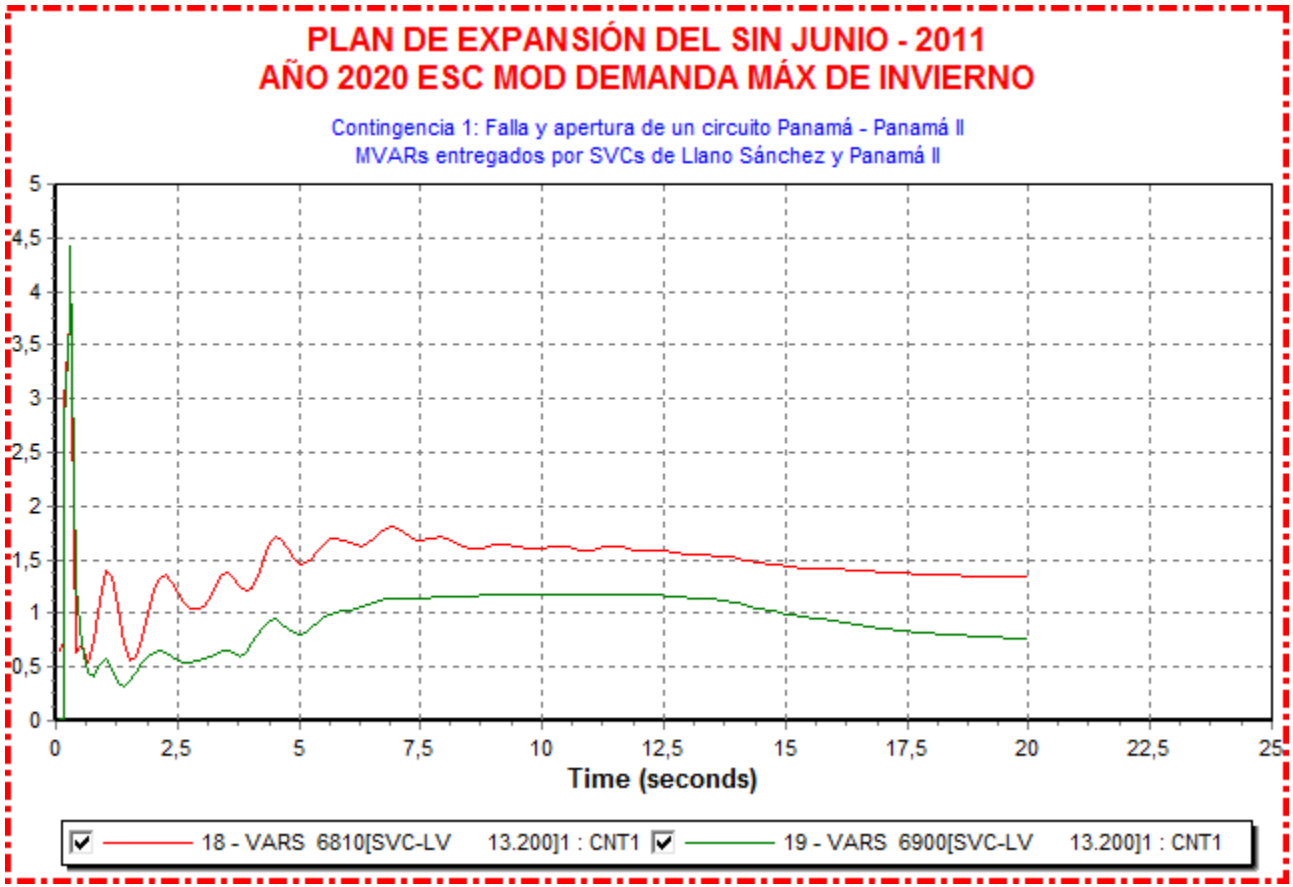



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 1: Falla y apertura de un circuito Panamá - Panamá II
Voltaje en barras de 230
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN : CNT1
4 - CHO : CNT1
7 - PRO : CNT1
10 - GUA : CNT1
11 - VEL : CNT1
12 - LGU : CNT1
15 - BOQ : CNT1
16 - DOM : CNT1

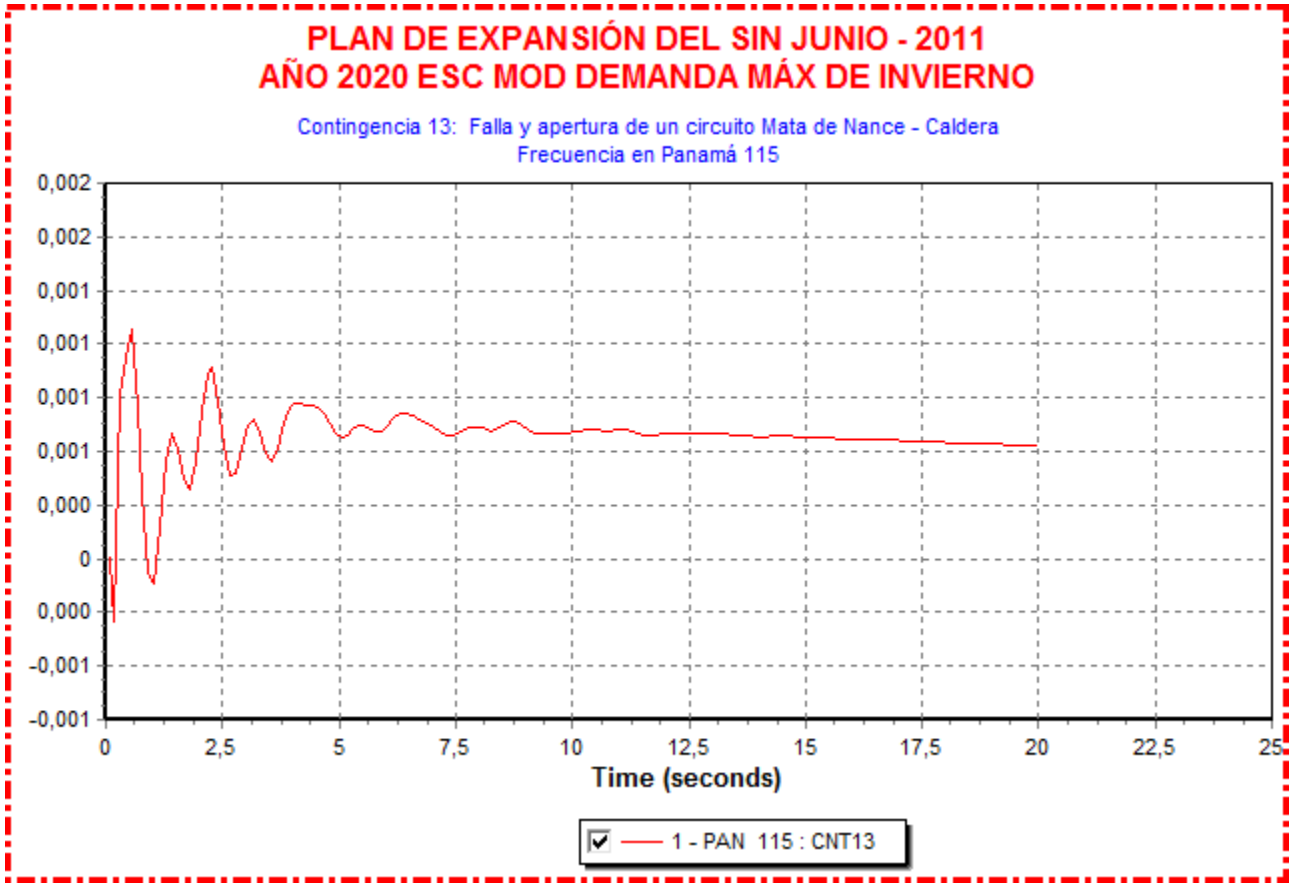

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 1: Falla y apertura de un circuito Panamá - Panamá II
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FOR CNT1
CHAG1 CNT1
BAM CNT1
MENDII CNT1
BFRIO CNT1
ALTO CNT1
SIND CNT1
BON CNT1
ESTRECHO CNT1
BBL CNT1
TABII CNT1
CHAII CNT1

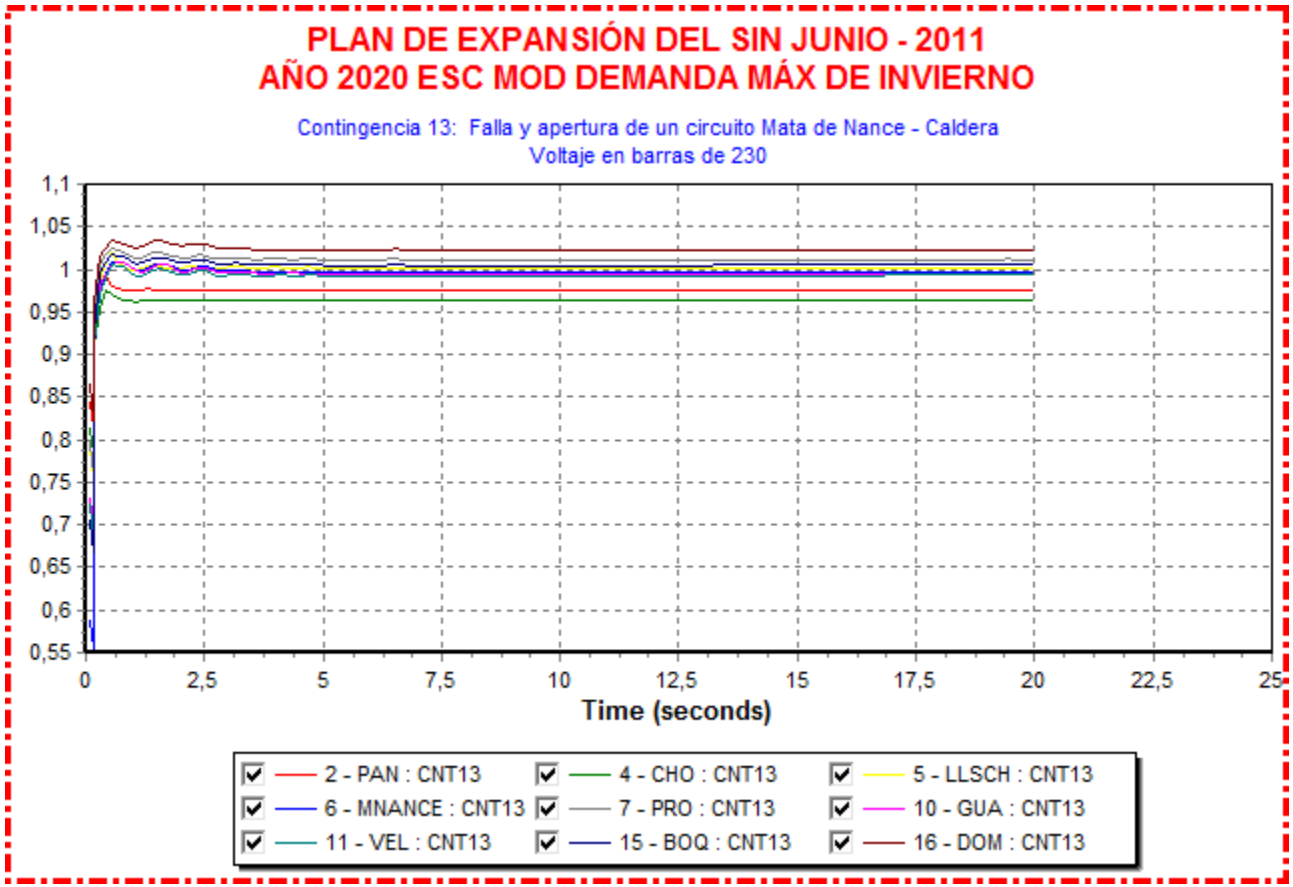

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 1: Falla y apertura de un circuito Panamá - Panamá II
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
40
35
30
25
20
15
10
5
0
-5
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
BLM V2 CNT1
CB250A-1 CNT1

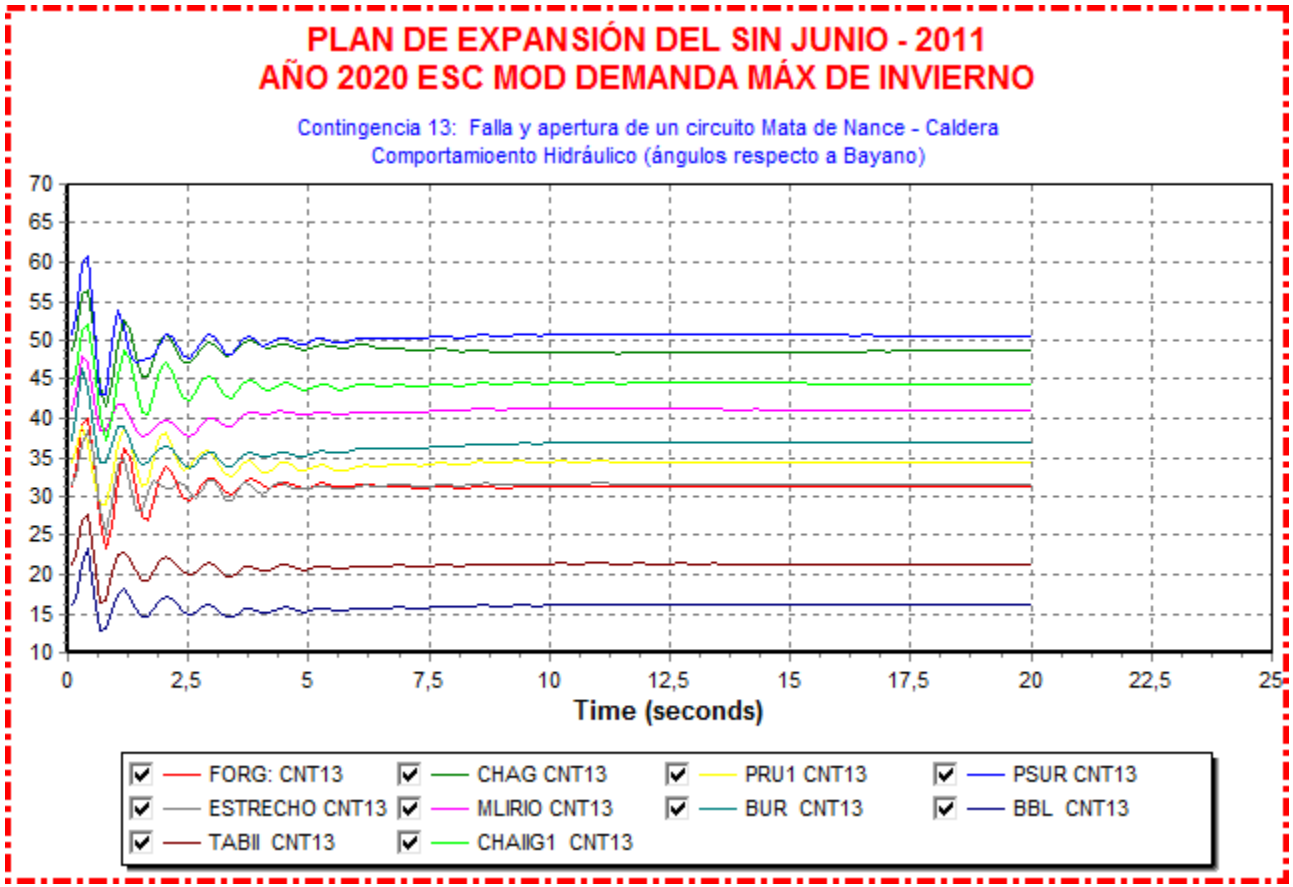

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 1: Falla y apertura de un circuito Panamá - Panamá II
Potencia - Parque Eólico
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
17 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT1

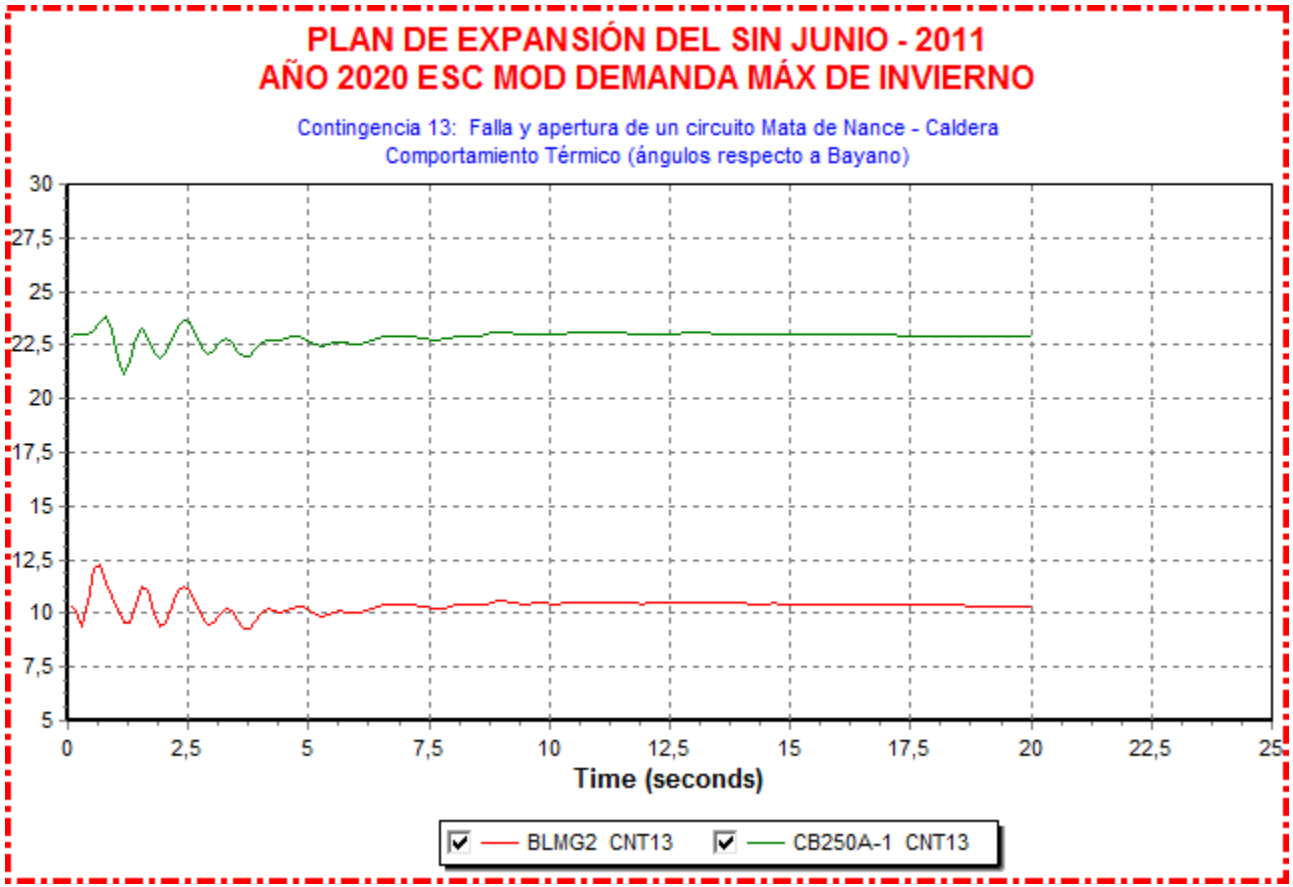

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 1: Falla y apertura de un circuito Panamá - Panamá II
MVARs entregados por SVCs de Llano Sánchez y Panamá II
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
18 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT1
19 - VARS 6900[SVC-LV 13.200]1 : CNT1

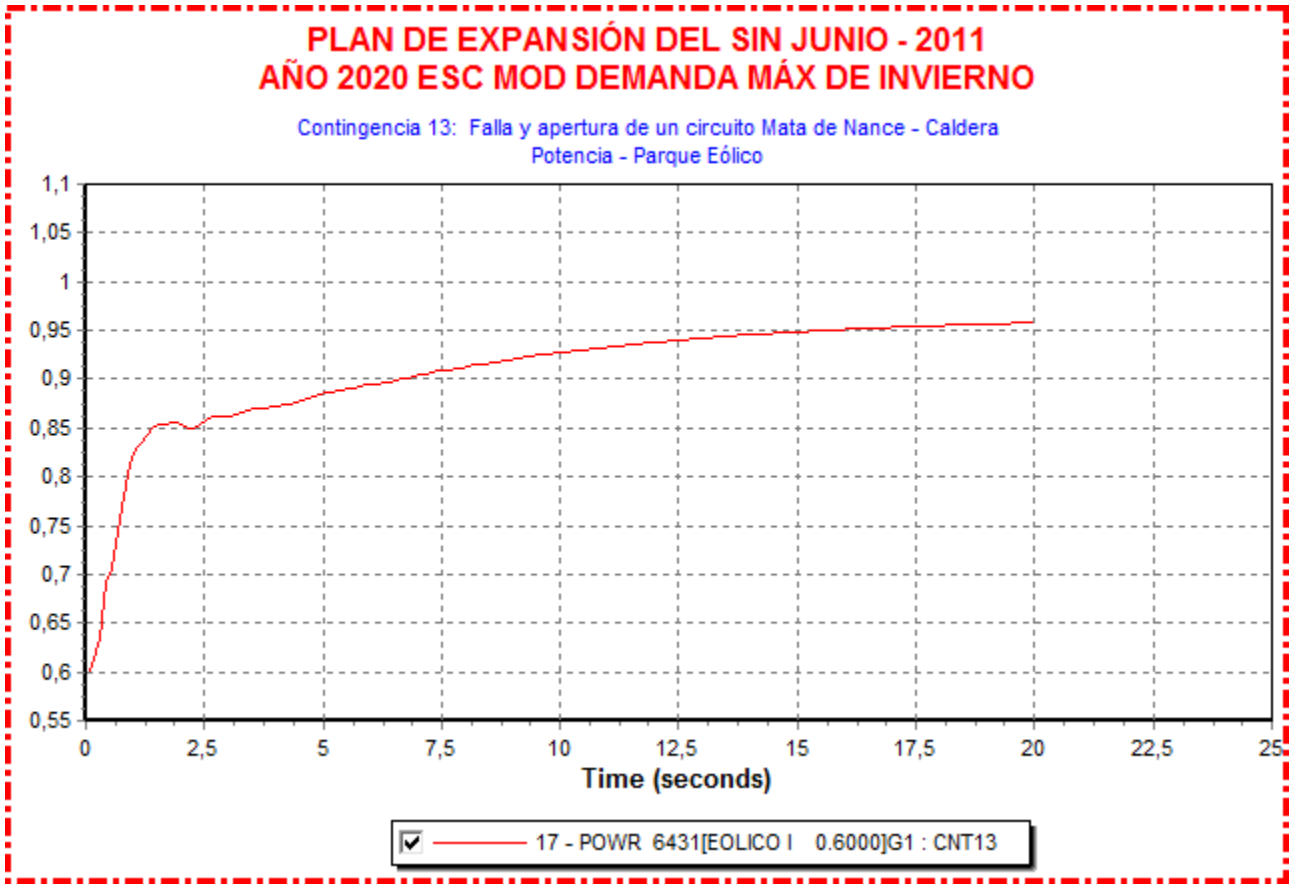
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance – Caldera

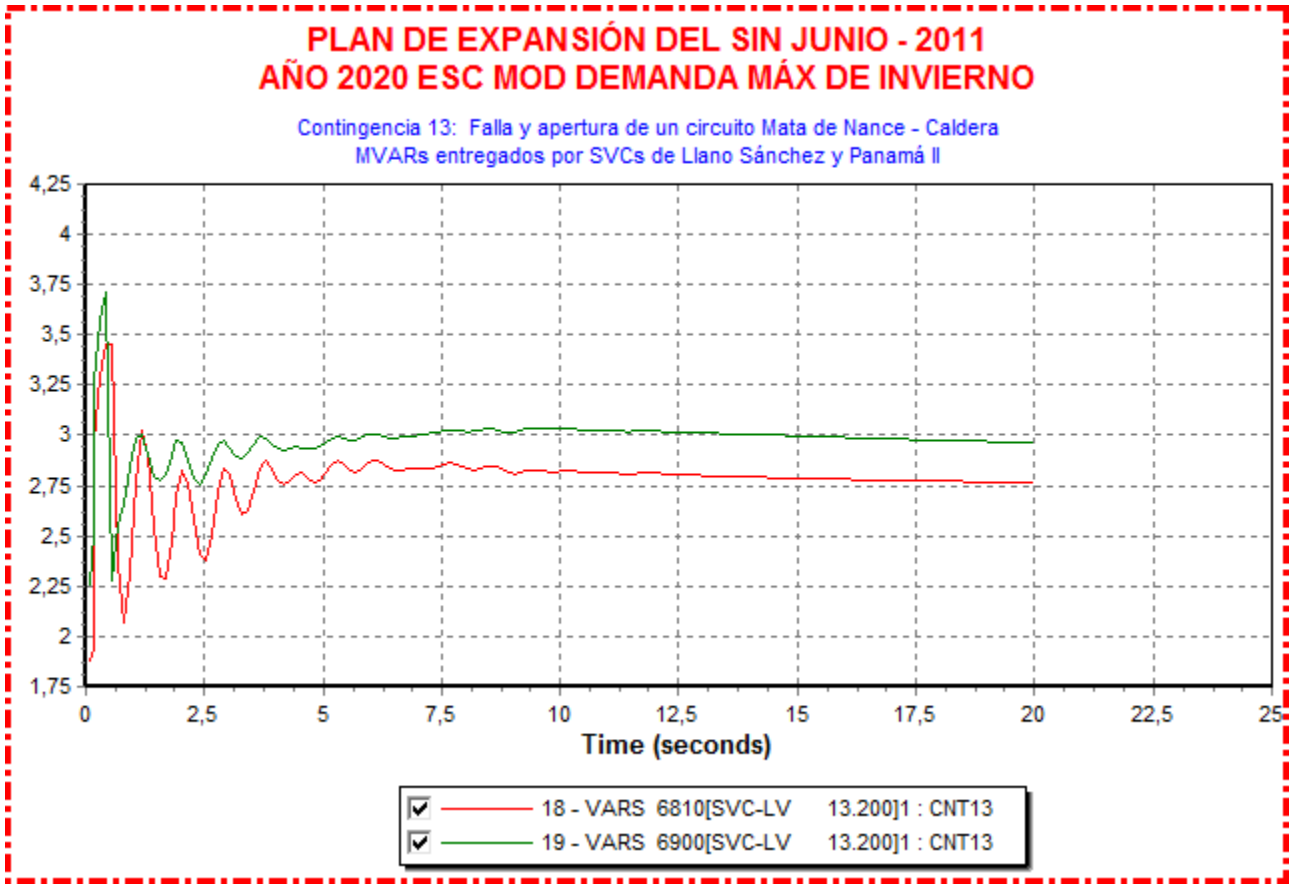



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Voltaje en barras de 230
1,1
1,05
1
0,95
0,9
0,85
0,8
0,75
0,7
0,65
0,6
0,55
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN : CNT13
4 - CHO : CNT13
5 - LLSCH : CNT13
6 - MNANCE : CNT13
7 - PRO : CNT13
10 - GUA : CNT13
11 - VEL : CNT13
15 - BOQ : CNT13
16 - DOM : CNT13

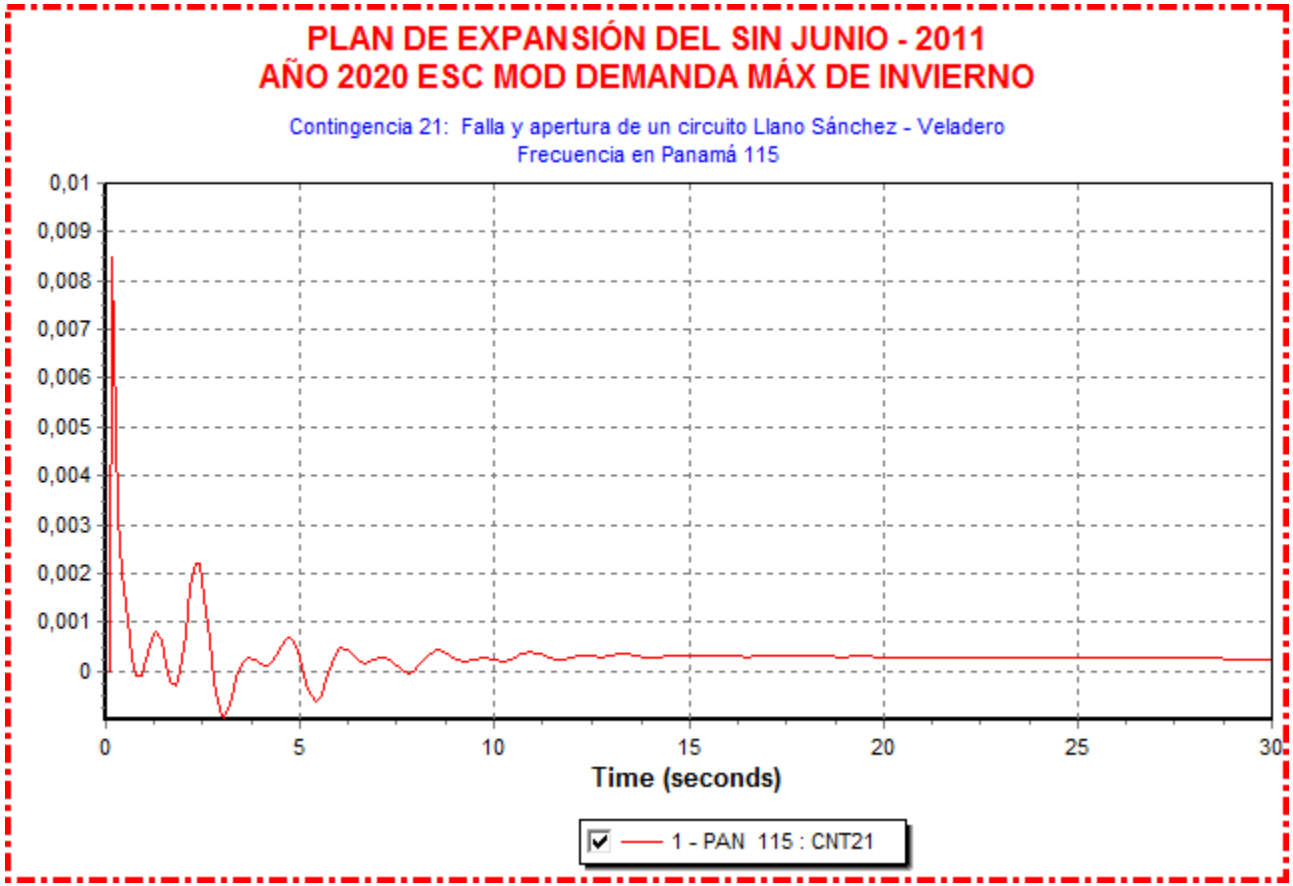

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Comportamioento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
70
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FORG: CNT13
CHAG CNT13
PRU1 CNT13
PSUR CNT13
ESTRECHO CNT13
MLIRIO CNT13
BUR CNT13
BBL CNT13
TABII CNT13
CHAIIG1 CNT13

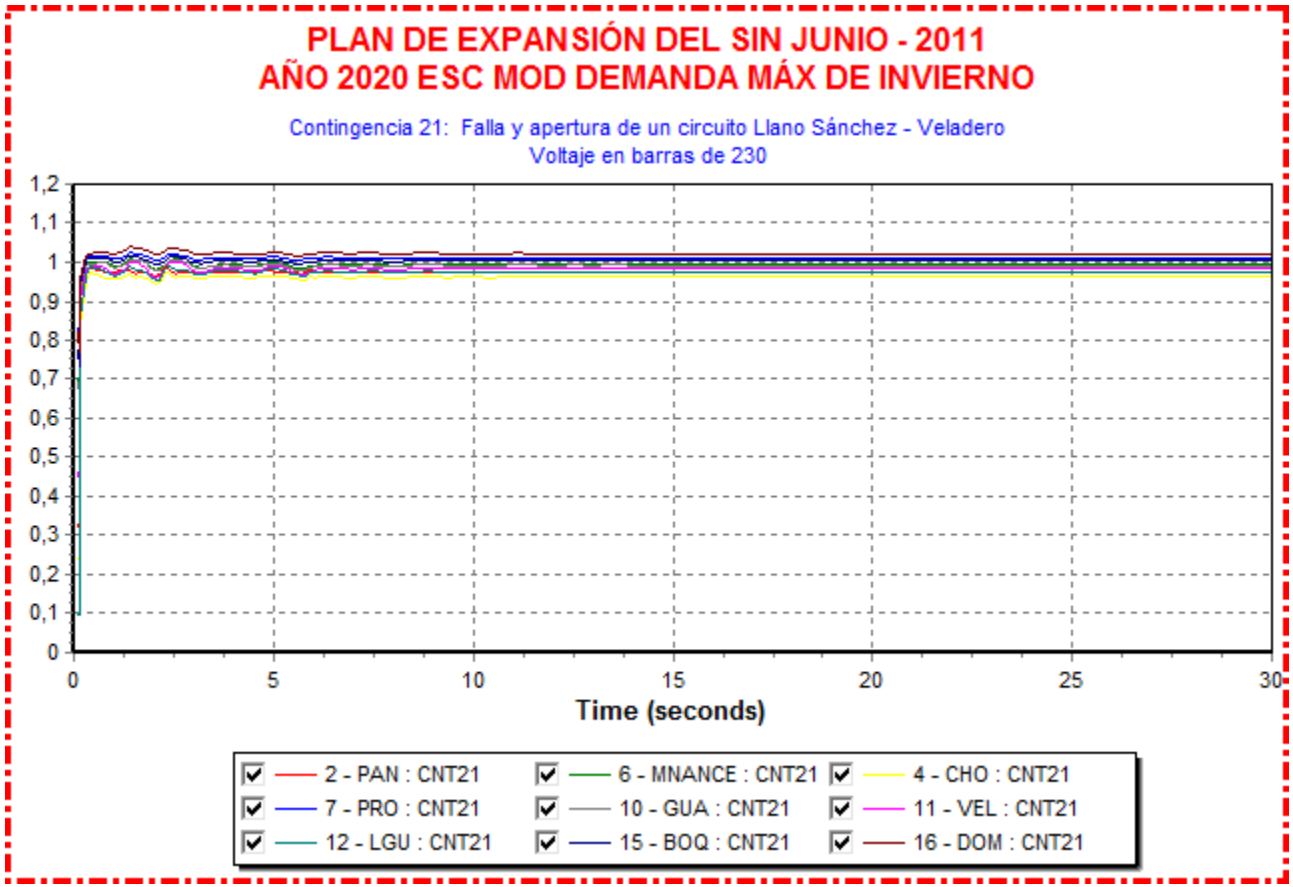

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
30
27,5
25
22,5
20
17,5
15
12,5
10
7,5
5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
BLMG2 CNT13
CB250A-1 CNT13

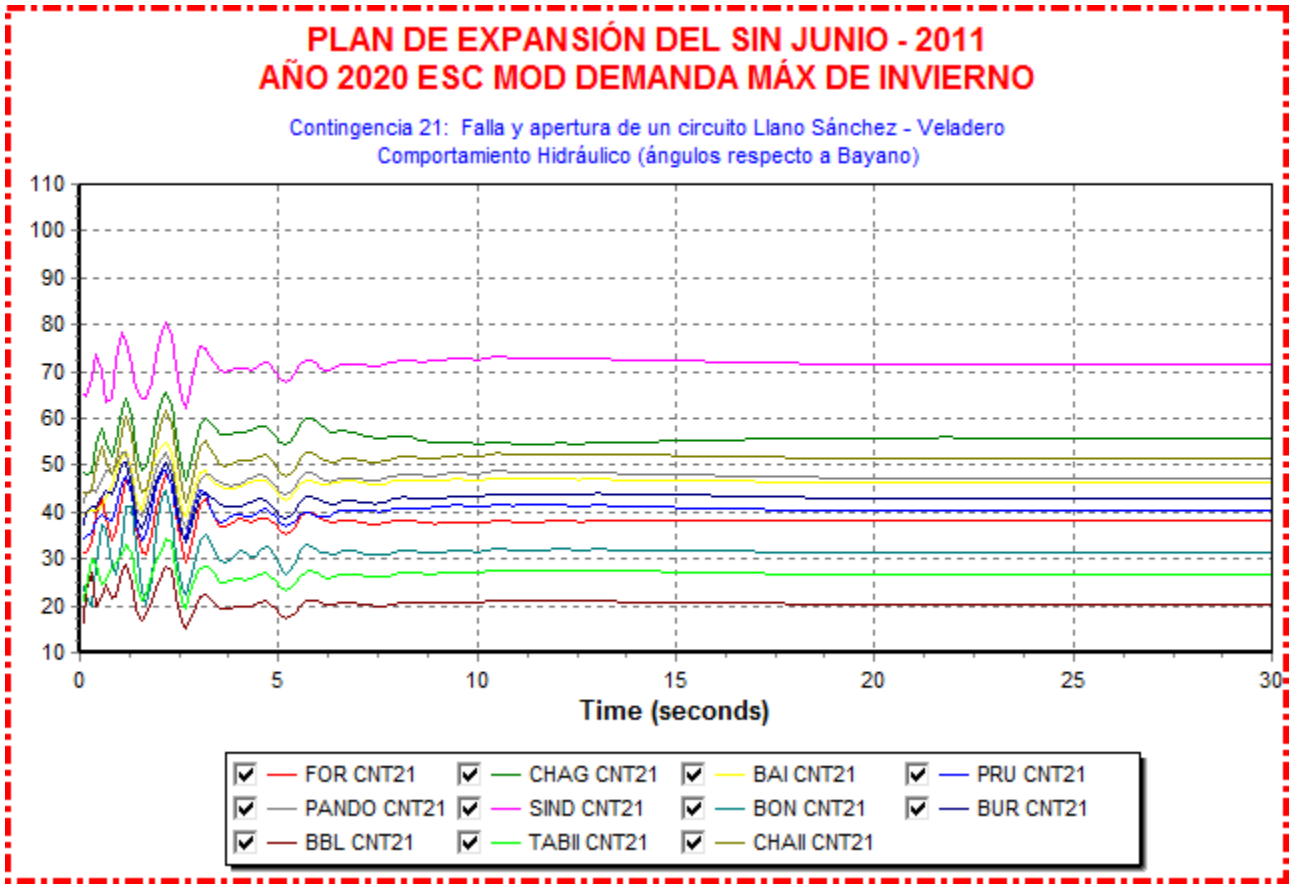

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Potencia - Parque Eólico
1,1
1,05
1
0,95
0,9
0,85
0,8
0,75
0,7
0,65
0,6
0,55
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
17 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT13

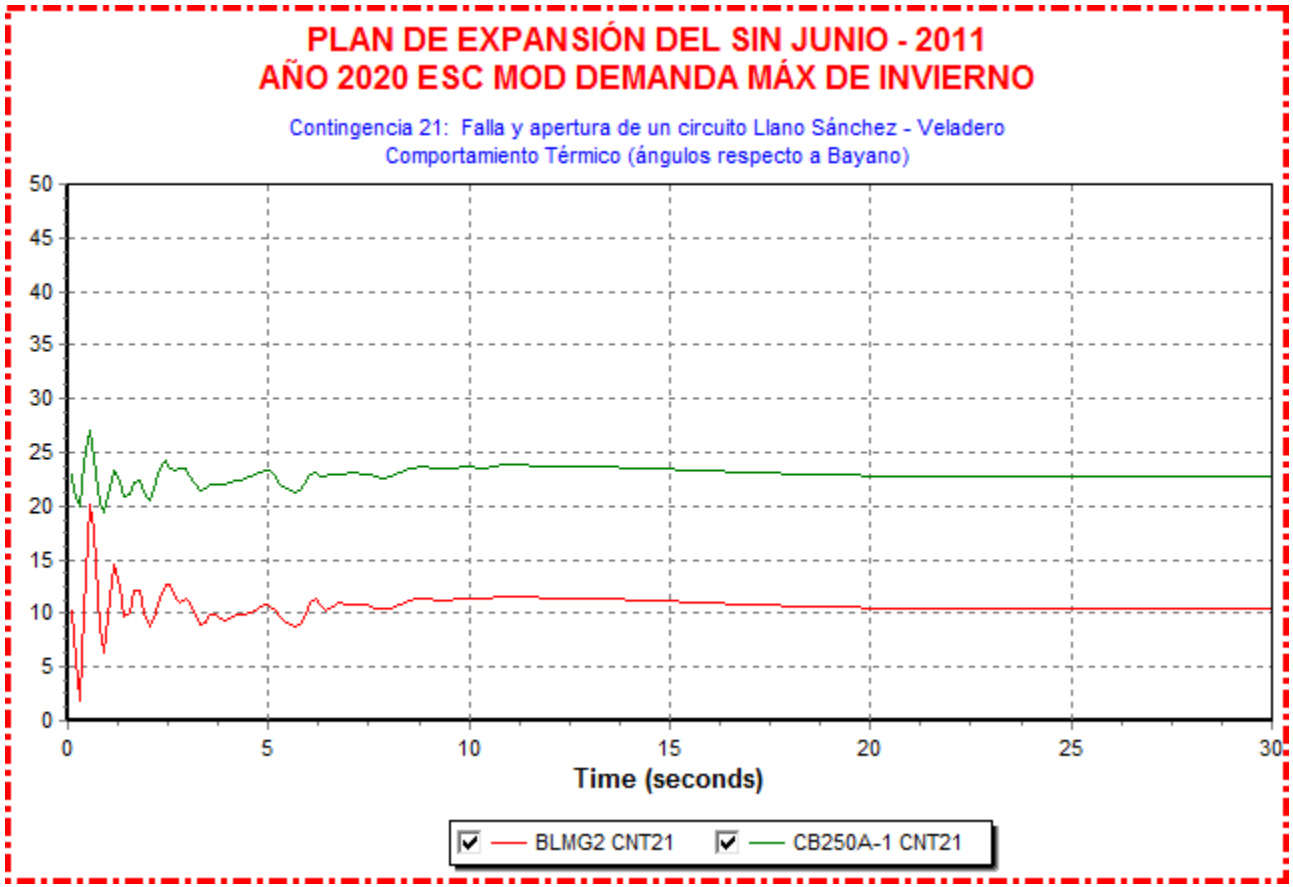

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 13: Falla y apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
MVARs entregados por SVCs de Llano Sánchez y Panamá II
4,25
4
3,75
3,5
3,25
3
2,75
2,5
2,25
2
1,75
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
18 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT13
19 - VARS 6900[SVC-LV 13.200]1 : CNT13

Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Veladero

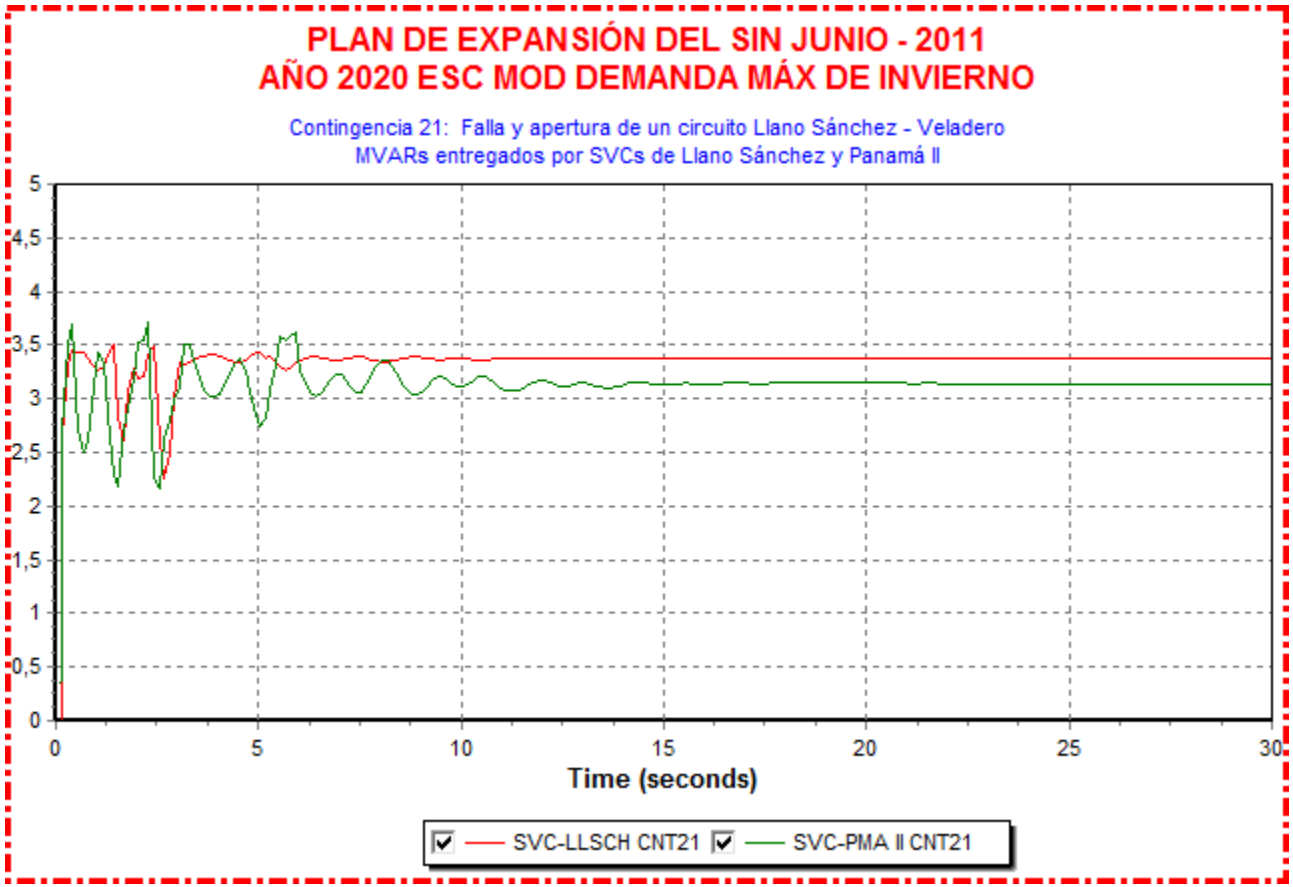



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Voltaje en barras de 230
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
0
5
10
15
20
25
30
Time (seconds)
2 - PAN : CNT21
6 - MNANCE : CNT21
4 - CHO : CNT21
7 - PRO : CNT21
10 - GUA : CNT21
11 - VEL : CNT21
12 - LGU : CNT21
15 - BOQ : CNT21
16 - DOM : CNT21

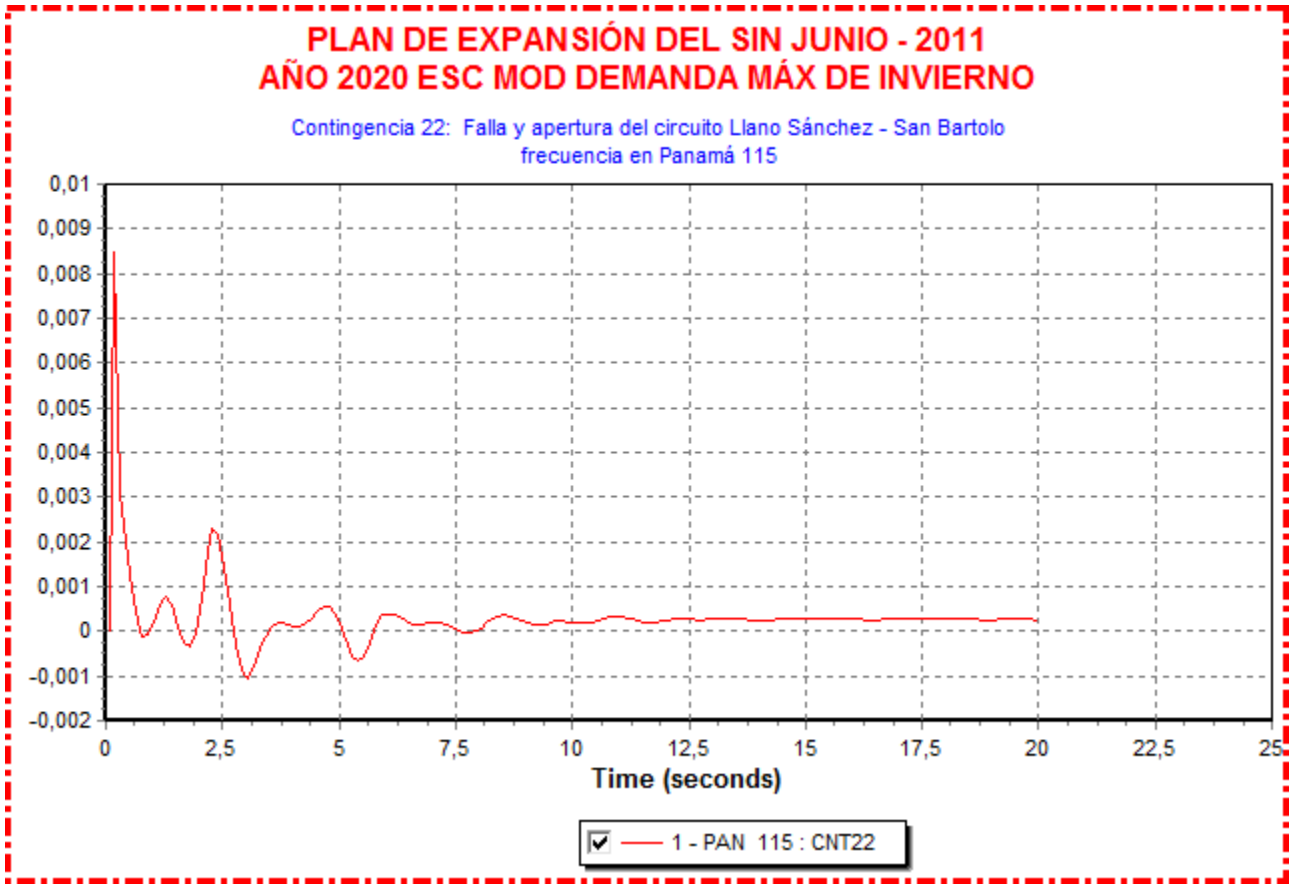

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
110
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
5
10
15
20
25
30
Time (seconds)
FOR CNT21
CHAG CNT21
BAI CNT21
PRU CNT21
PANDO CNT21
SIND CNT21
BON CNT21
BUR CNT21
BBL CNT21
TABII CNT21
CHAII CNT21

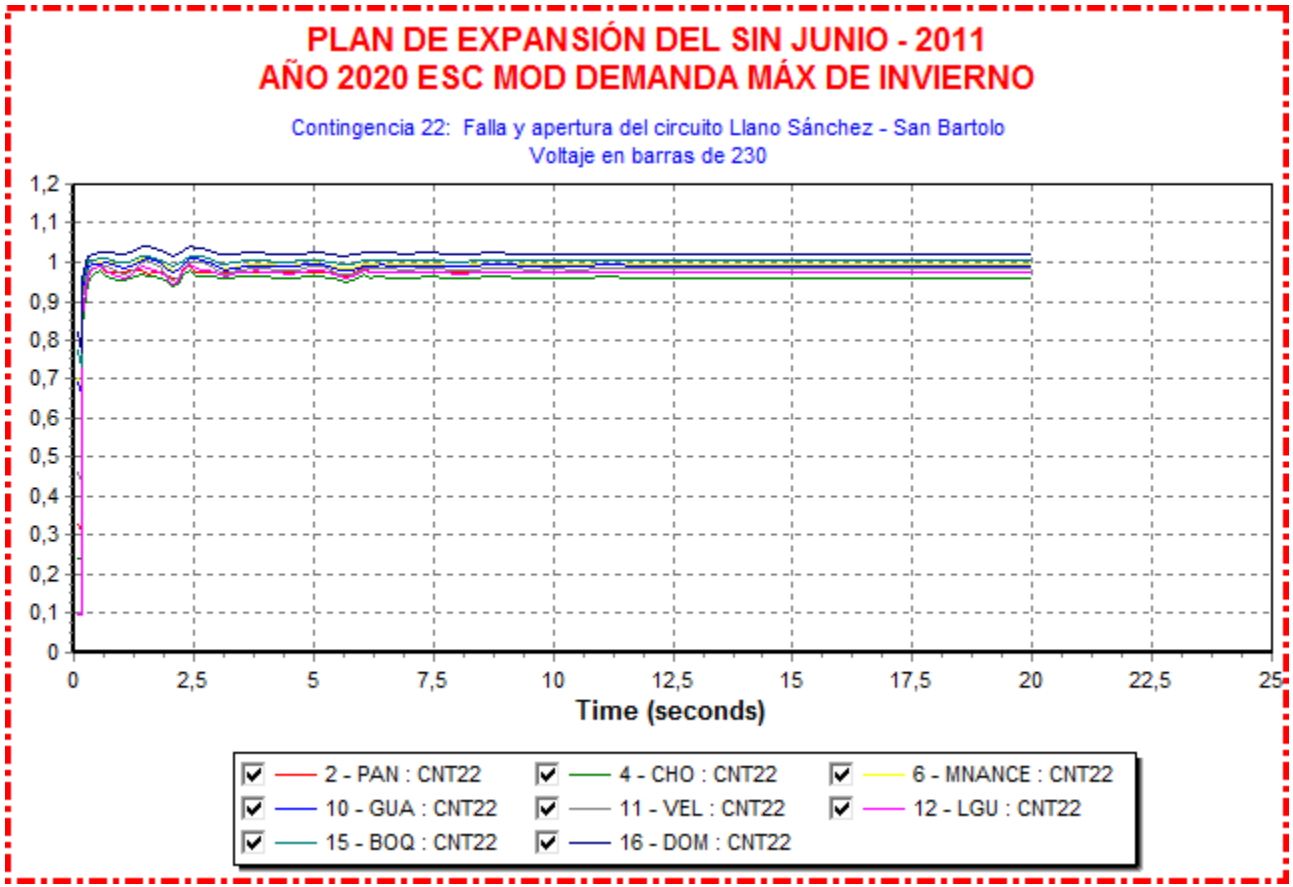

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
0
5
10
15
20
25
30
Time (seconds)
BLMG2 CNT21
CB250A-1 CNT21

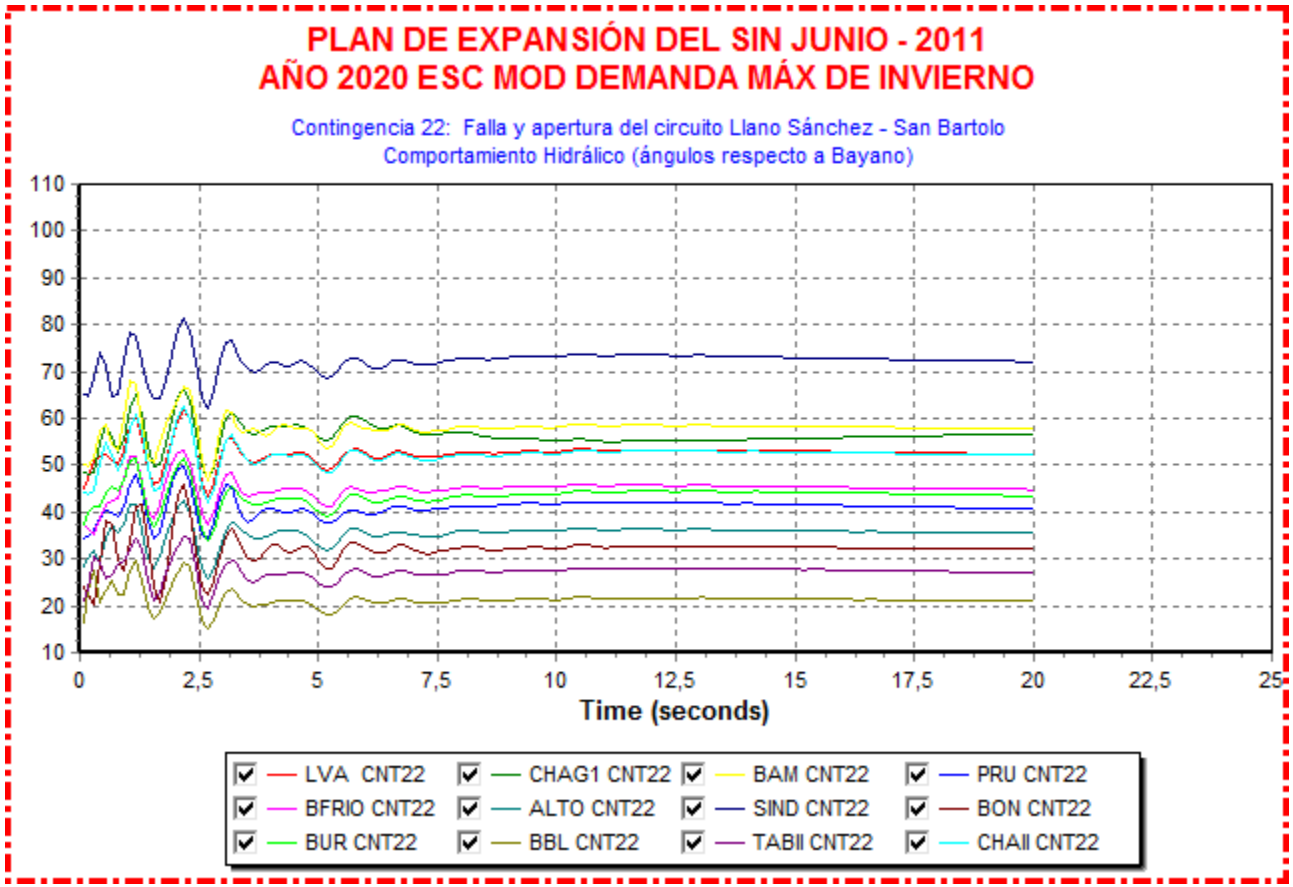

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Potencia - Parque Eólico
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0
5
10
15
20
25
30
Time (seconds)
17 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT21

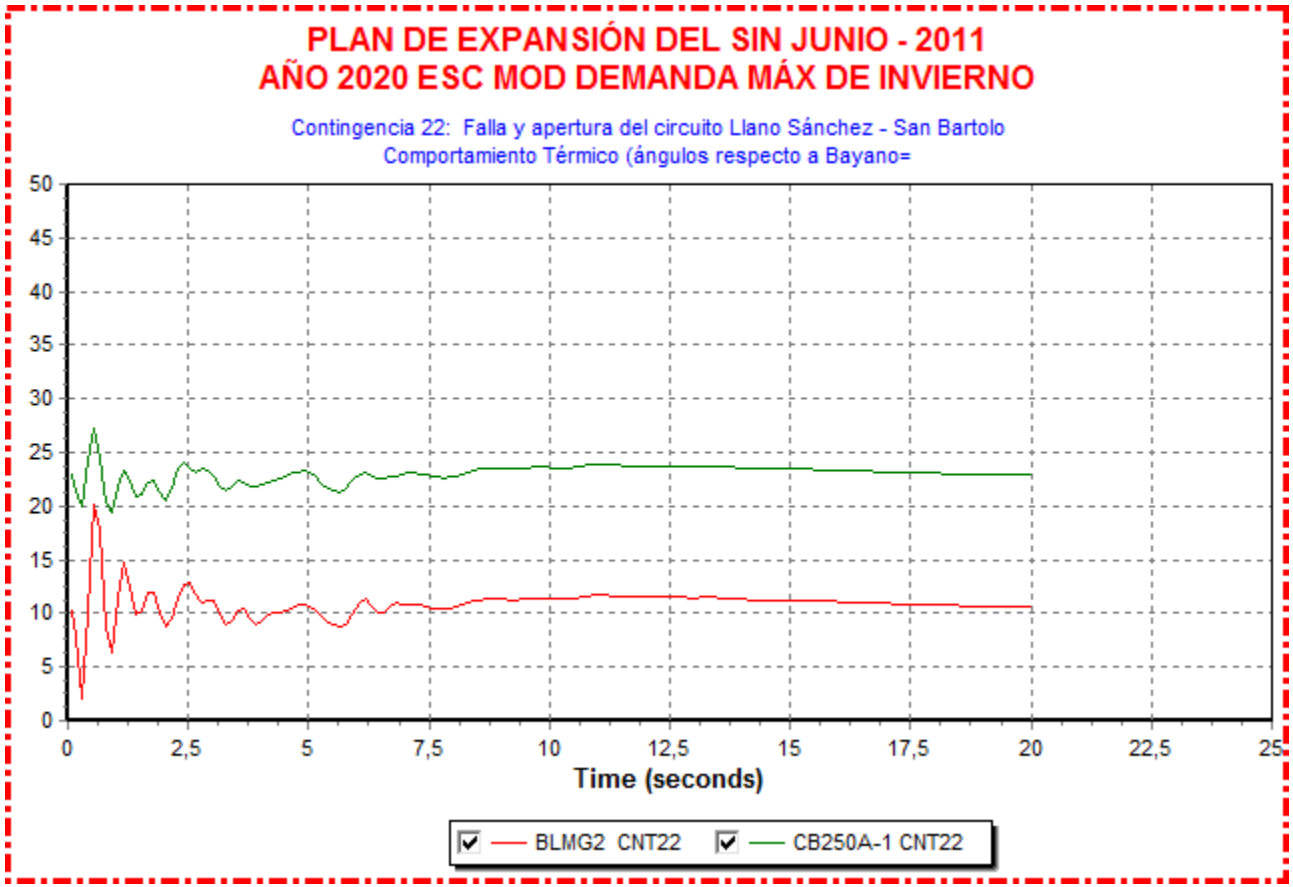

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 21: Falla y apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
MVARs entregados por SVCs de Llano Sánchez y Panamá II
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
5
10
15
20
25
30
Time (seconds)
SVC-LLSCH CNT21
SVC-PMA II CNT21

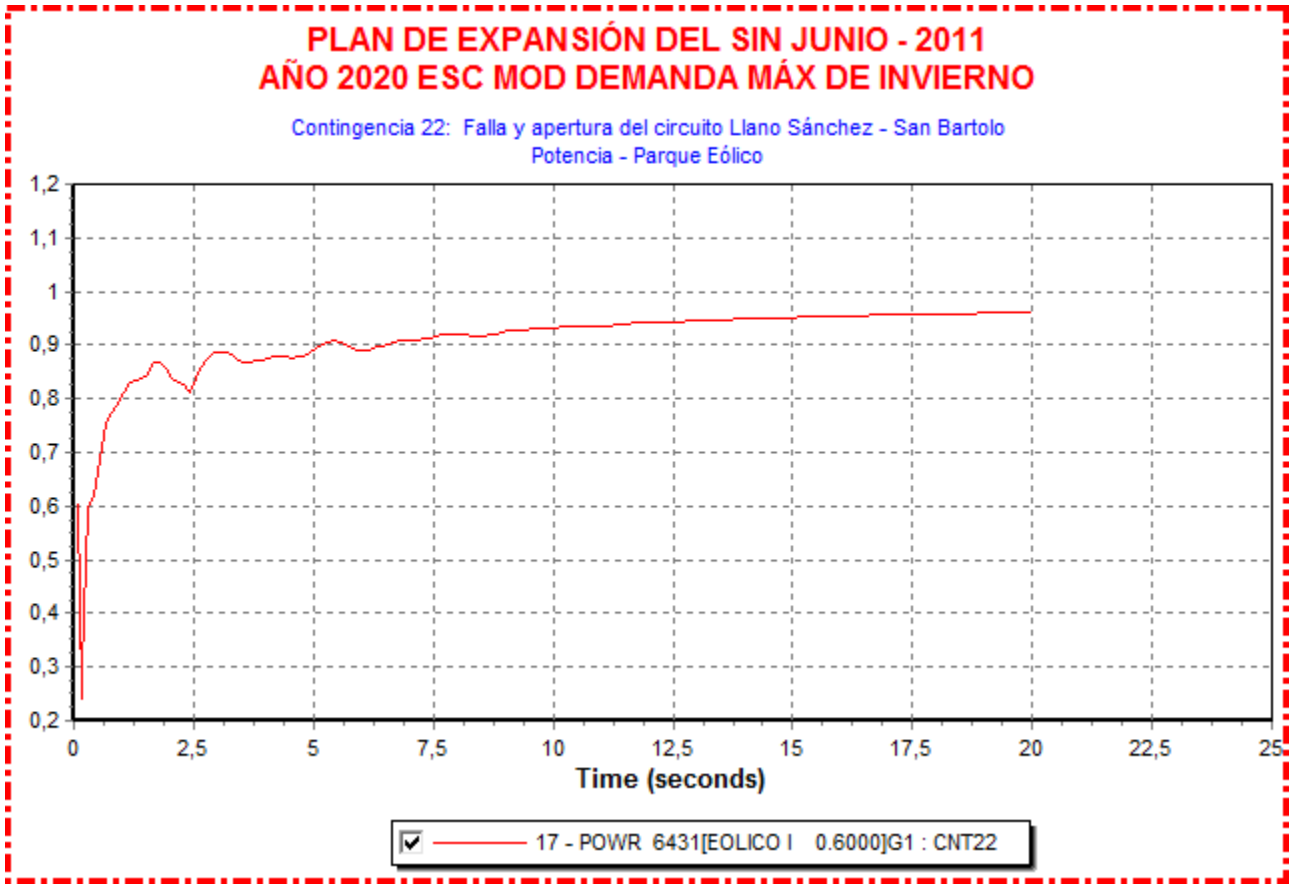
Contingencia 22: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – San Bartolo

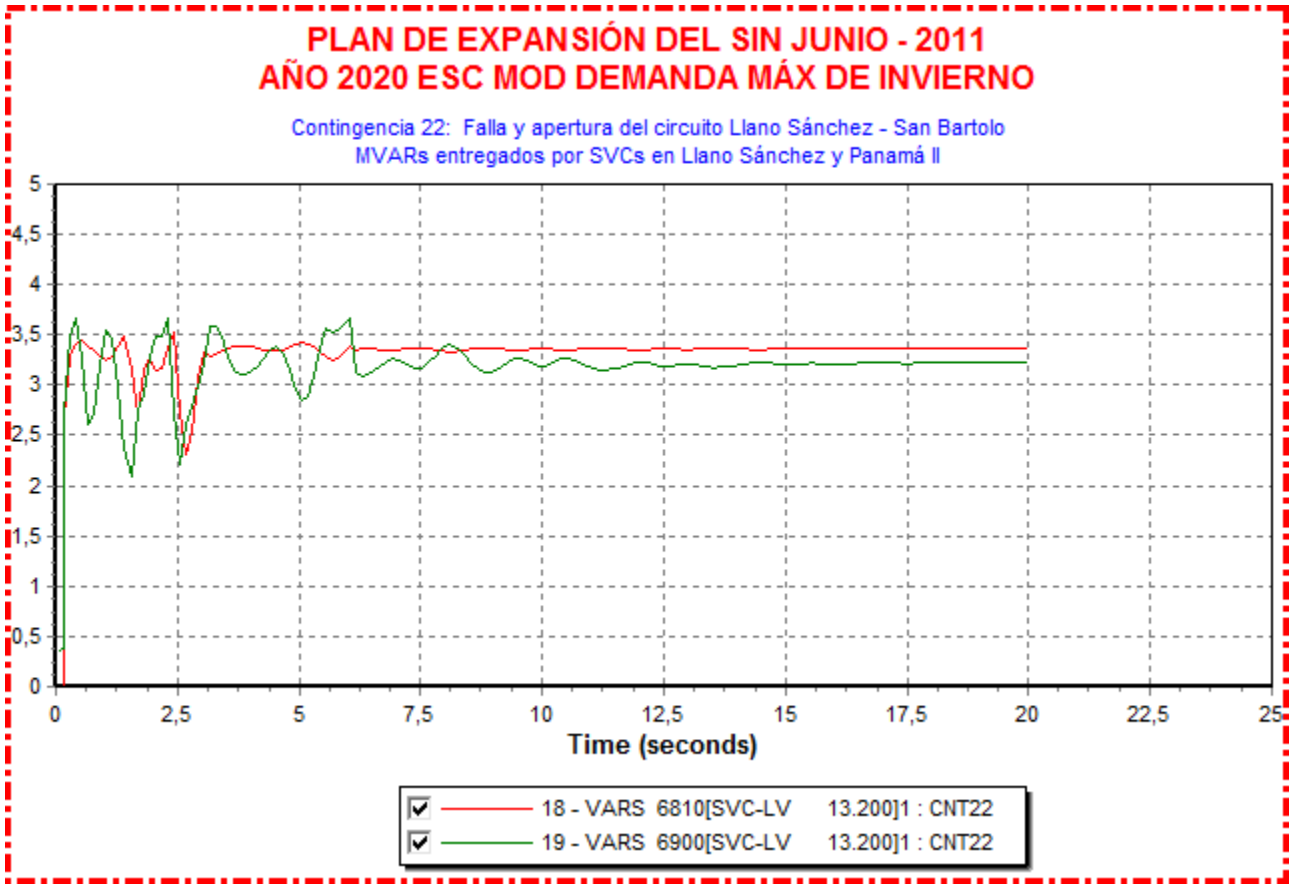



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y apertura del circuito Llano Sánchez - San Bartolo
Voltaje en barras de 230
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN : CNT22
4 - CHO : CNT22
6 - MNANCE : CNT22
10 - GUA : CNT22
11 - VEL : CNT22
12 - LGU : CNT22
15 - BOQ : CNT22
16 - DOM : CNT22


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y apertura del circuito Llano Sánchez - San Bartolo
Comportamiento Hidrálico (ángulos respecto a Bayano)
110
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
LVA CNT22
CHAG1 CNT22
BAM CNT22
PRU CNT22
BFRIO CNT22
ALTO CNT22
SIND CNT22
BON CNT22
BUR CNT22
BBL CNT22
TABII CNT22
CHAII CNT22

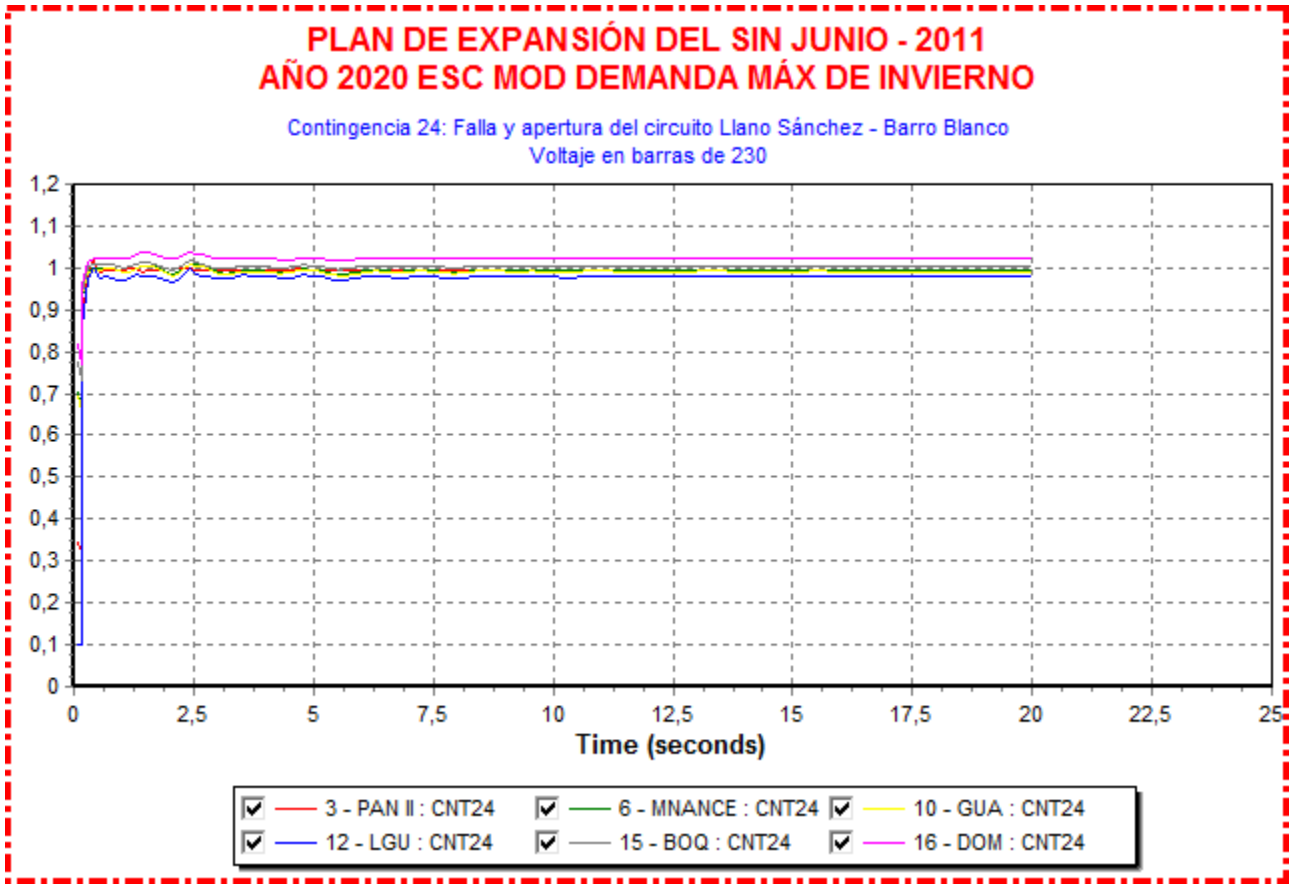

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y apertura del circuito Llano Sánchez - San Bartolo
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano=
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
BLMG2 CNT22
CB250A-1 CNT22

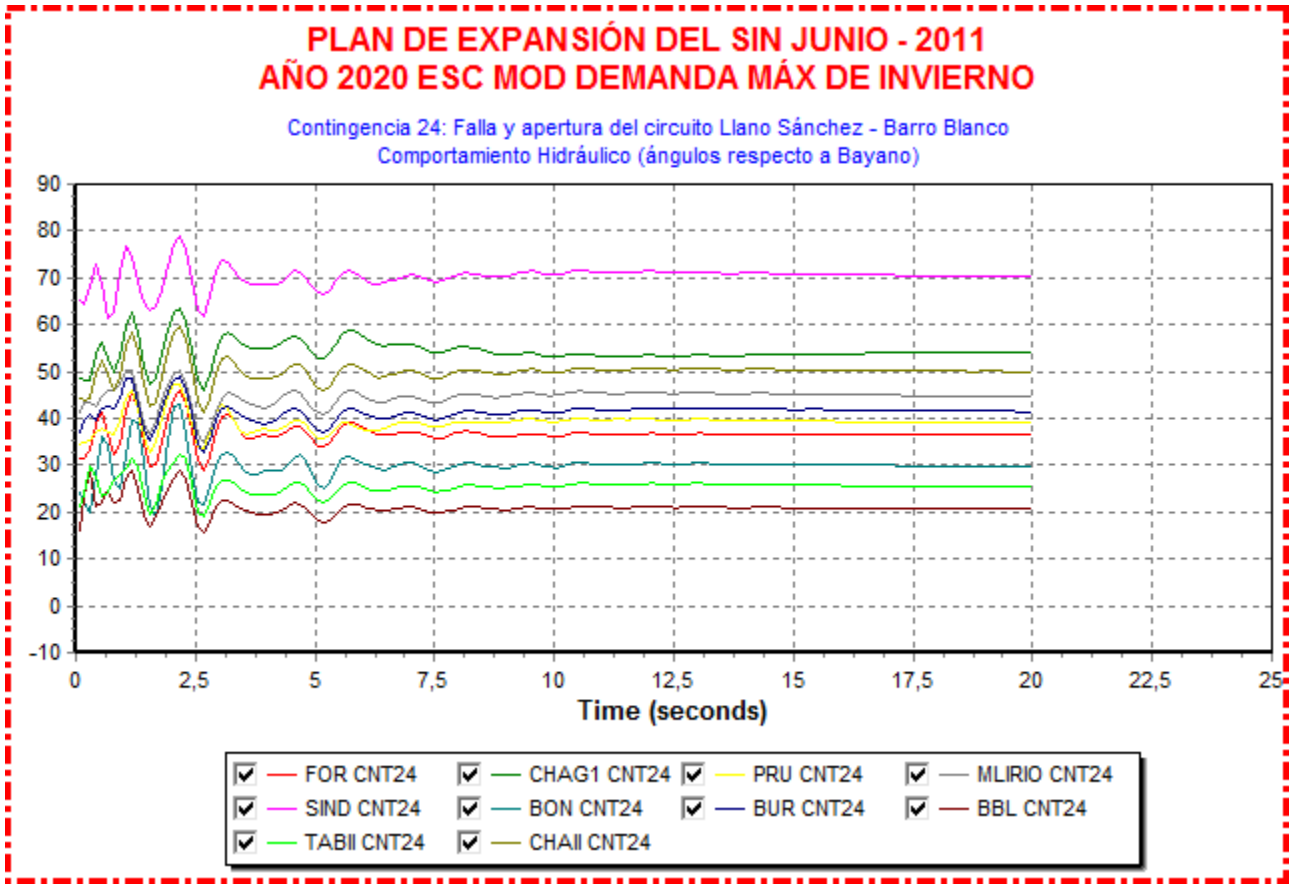

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y apertura del circuito Llano Sánchez - San Bartolo
Potencia - Parque Eólico
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
17 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT22


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 22: Falla y apertura del circuito Llano Sánchez - San Bartolo
MVARs entregados por SVCs en Llano Sánchez y Panamá II
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
18 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT22
19 - VARS 6900[SVC-LV 13.200]1 : CNT22

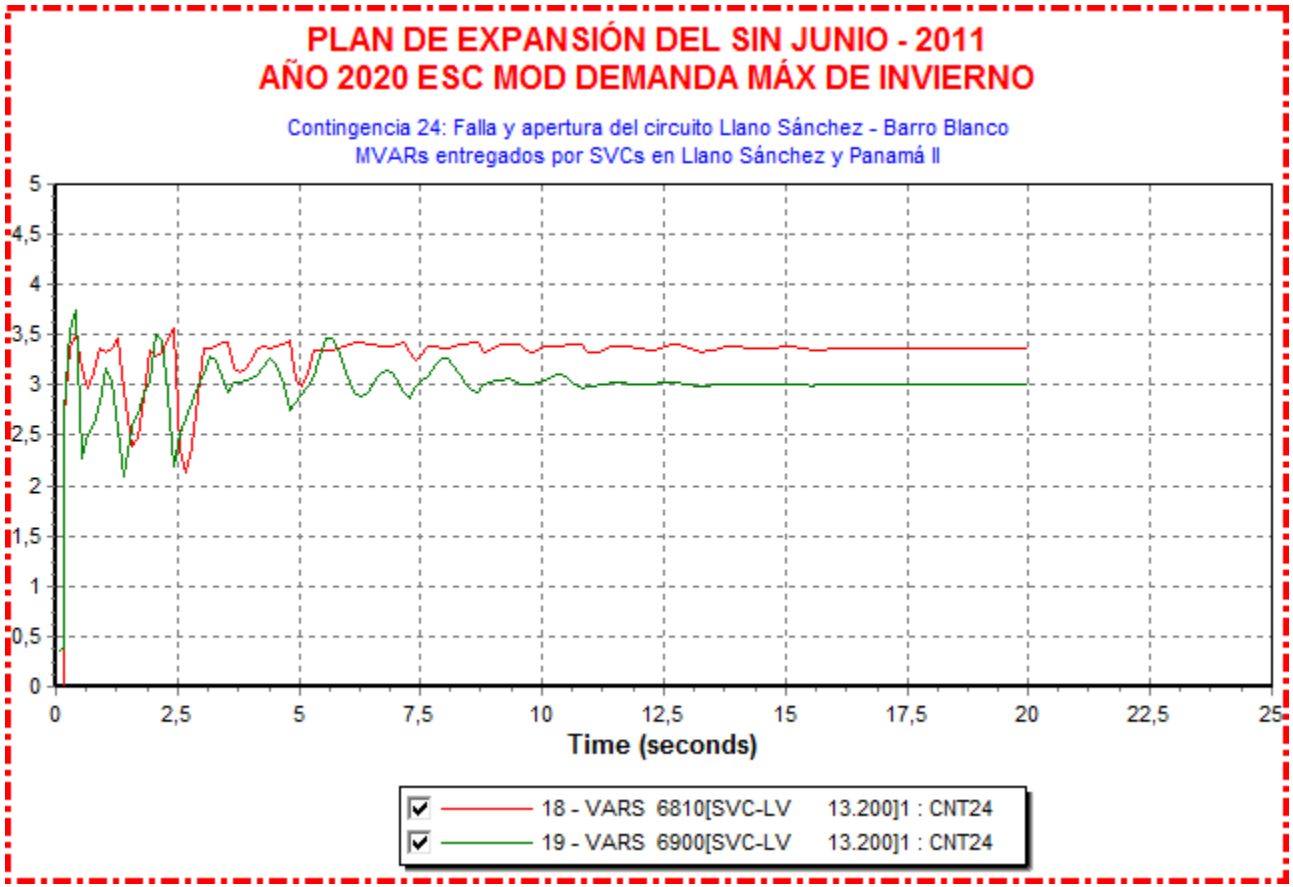
Contingencia 24: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – Barro Blanco




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 24: Falla y apertura del circuito Llano Sánchez - Barro Blanco
Voltaje en barras de 230
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
3 - PAN II : CNT24
6 - MNANCE : CNT24
10 - GUA : CNT24
12 - LGU : CNT24
15 - BOQ : CNT24
16 - DOM : CNT24

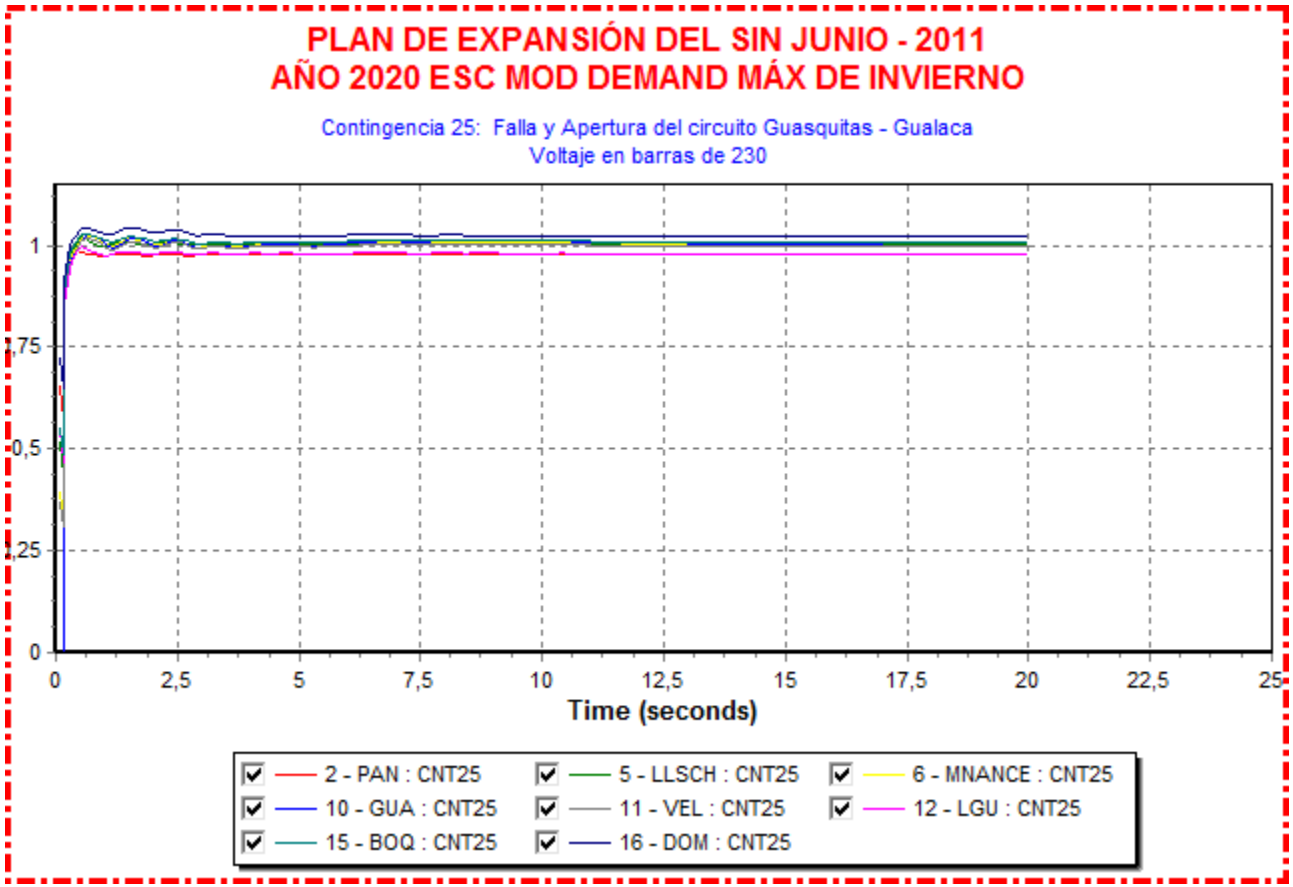

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 24: Falla y apertura del circuito Llano Sánchez - Barro Blanco
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FOR CNT24
CHAG1 CNT24
PRU CNT24
MLIRIO CNT24
SIND CNT24
BON CNT24
BUR CNT24
BBL CNT24
TABII CNT24
CHAII CNT24

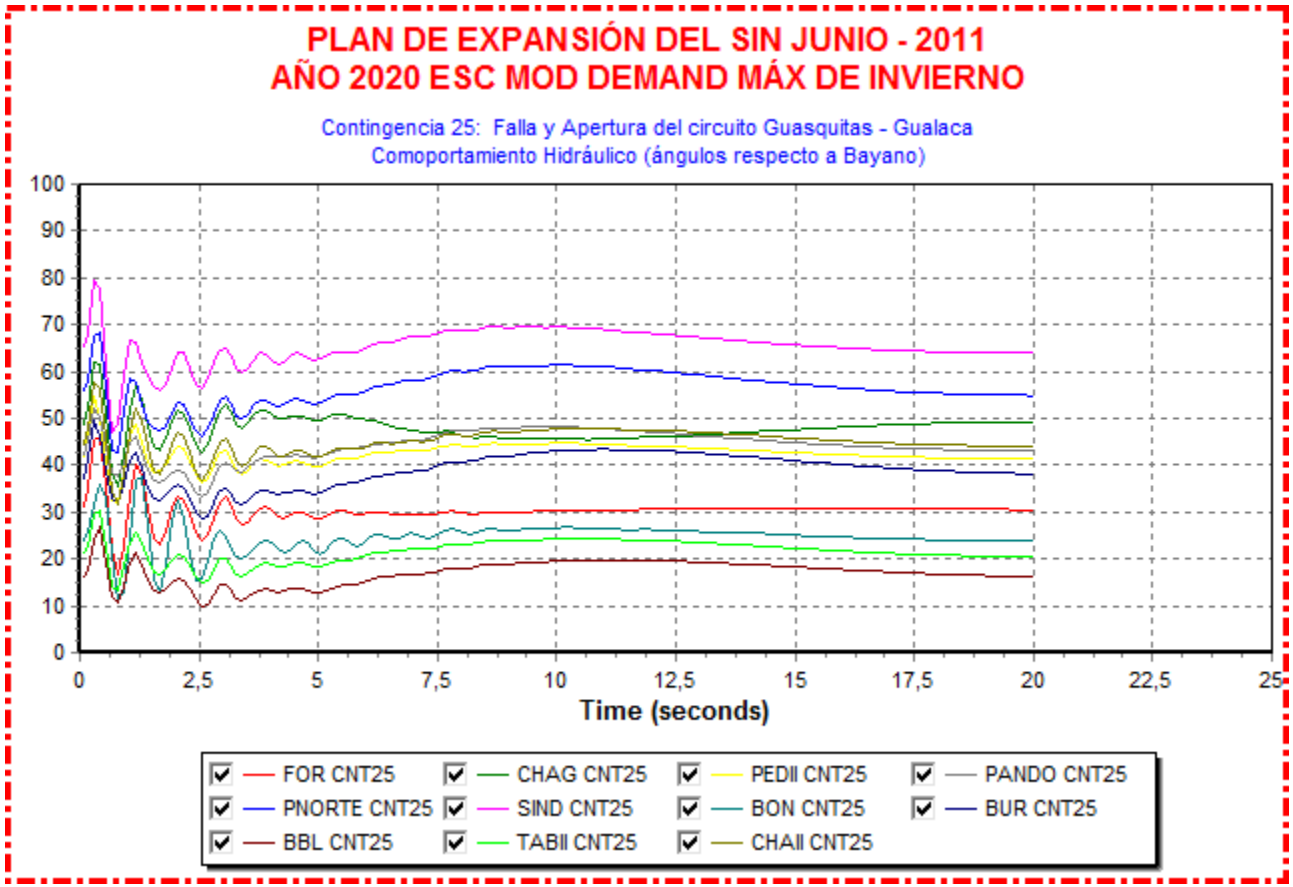

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 24: Falla y apertura del circuito Llano Sánchez - Barro Blanco
Potencia - Parque Eólico
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
17 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT24

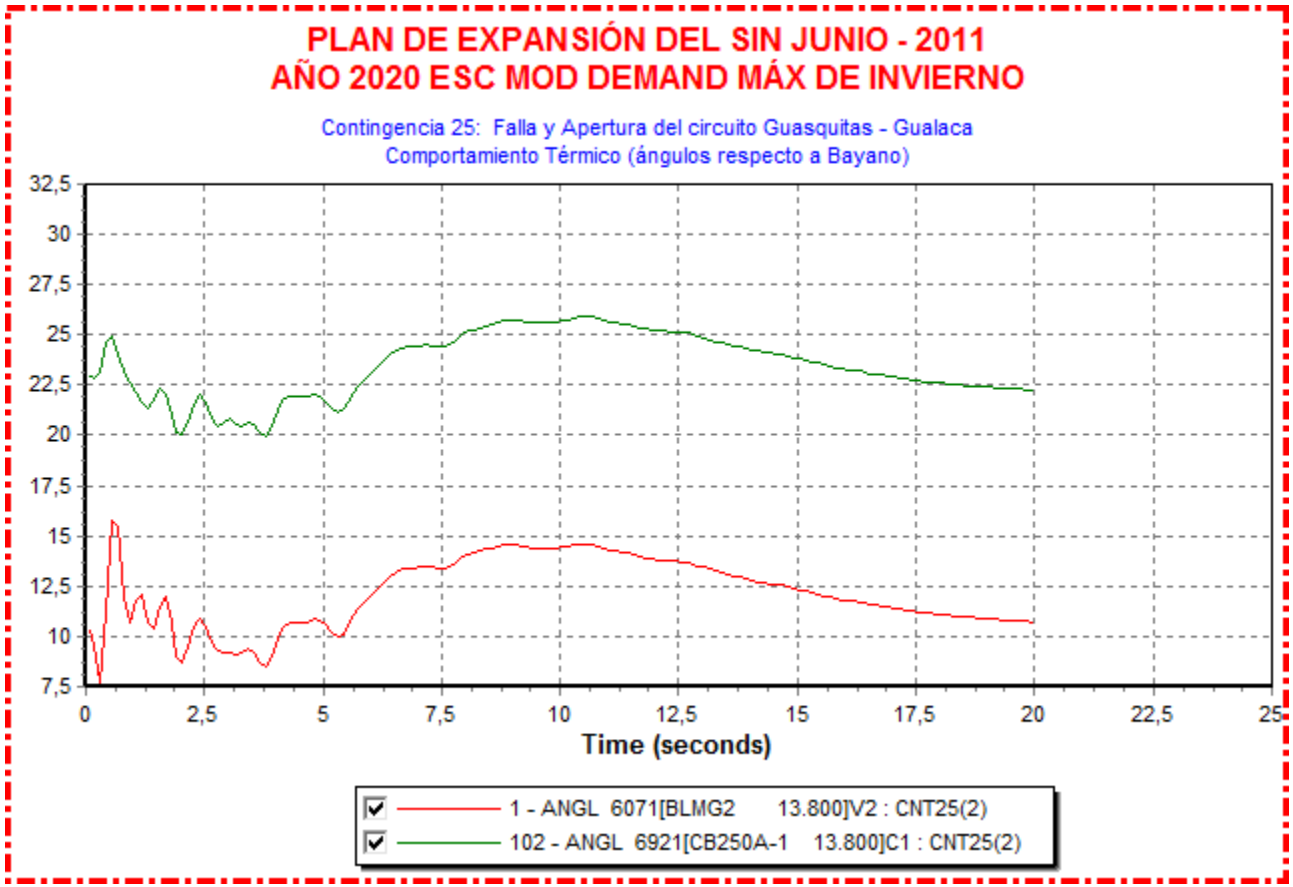

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMANDA MÁX DE INVIERNO
Contingencia 24: Falla y apertura del circuito Llano Sánchez - Barro Blanco
MVARs entregados por SVCs en Llano Sánchez y Panamá II
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
18 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT24
19 - VARS 6900[SVC-LV 13.200]1 : CNT24

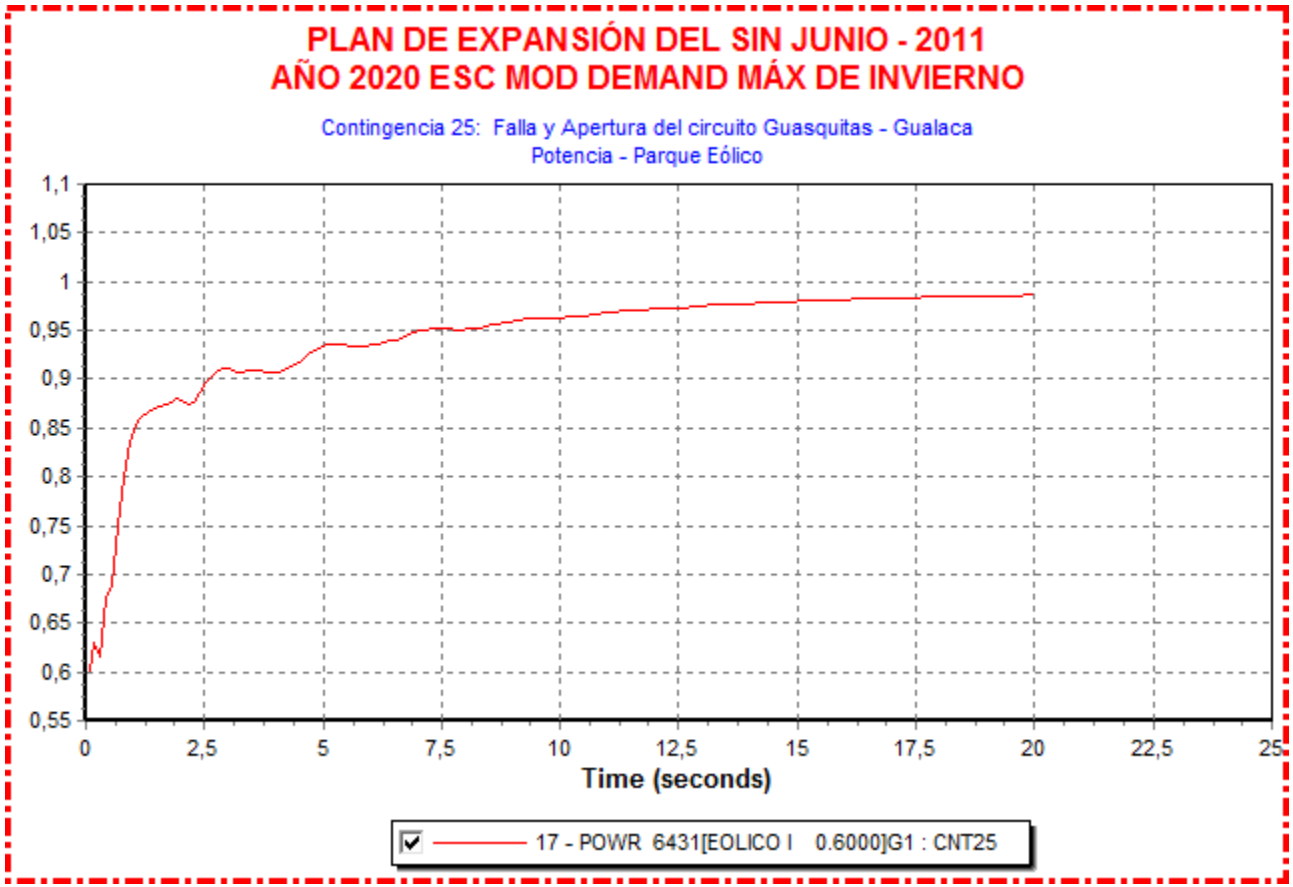
Contingencia 25: Falla y Apertura del circuito Guasquitas – Gualaca

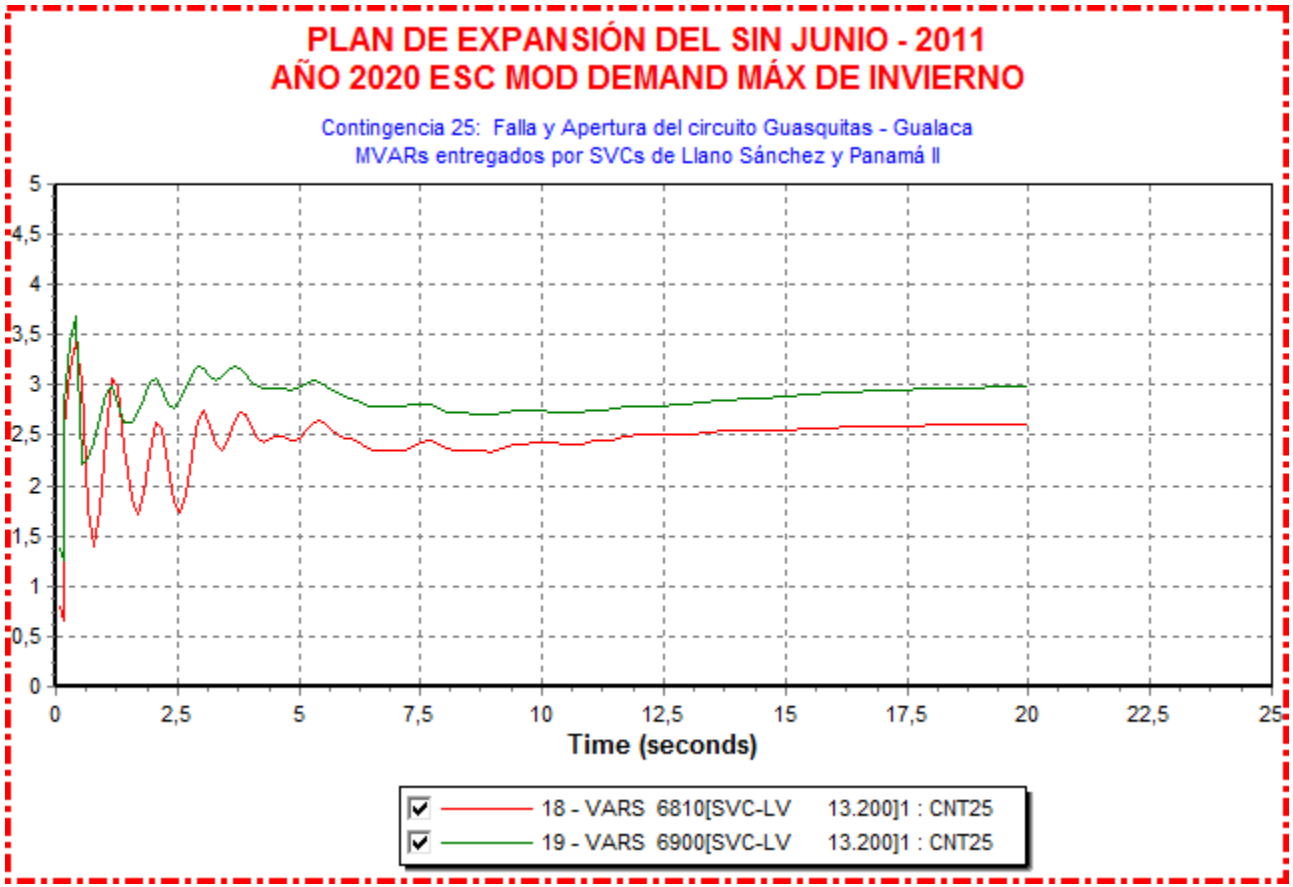



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMAND MÁX DE INVIERNO
Contingencia 25: Falla y Apertura del circuito Guasquitas - Gualaca
Voltaje en barras de 230
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN : CNT25
5 - LLSCH : CNT25
6 - MNANCE : CNT25
10 - GUA : CNT25
11 - VEL : CNT25
12 - LGU : CNT25
15 - BOQ : CNT25
16 - DOM : CNT25


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMAND MÁX DE INVIERNO
Contingencia 25: Falla y Apertura del circuito Guasquitas - Gualaca
Comoportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FOR CNT25
CHAG CNT25
PEDII CNT25
PANDO CNT25
PNORTE CNT25
SIND CNT25
BON CNT25
BUR CNT25
BBL CNT25
TABII CNT25
CHAII CNT25


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMAND MÁX DE INVIERNO
Contingencia 25: Falla y Apertura del circuito Guasquitas - Gualaca
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
32,5
30
27,5
25
22,5
20
17,5
15
12,5
10
7,5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CNT25(2)
102 - ANGL 6921[CB250A-1 13.800]C1 : CNT25(2)


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMAND MÁX DE INVIERNO
Contingencia 25: Falla y Apertura del circuito Guasquitas - Gualaca
Potencia - Parque Eólico
1,1
1,05
1
0,95
0,9
0,85
0,8
0,75
0,7
0,65
0,6
0,55
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
17 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT25


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2020 ESC MOD DEMAND MÁX DE INVIERNO
Contingencia 25: Falla y Apertura del circuito Guasquitas - Gualaca
MVARs entregados por SVCs de Llano Sánchez y Panamá II
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
18 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT25
19 - VARS 6900[SVC-LV 13.200]1 : CNT25

ANEXO III-6
RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA CONSIDERANDO INTERCAMBIOS CON C.A. Y COLOMBIA

INDICE GENERAL

Año 2015

Contingencia 13: Mata de Nance – Caldera (115-16)
Contingencia 21: Llano Sánchez – Veladero (230-15)
Contingencia 22: Llano Sánchez – San Bartolo (230-4A)
Demanda Máxima de Verano
Demanda Mínima de Invierno
Demanda Mínima de Verano

Año 2017

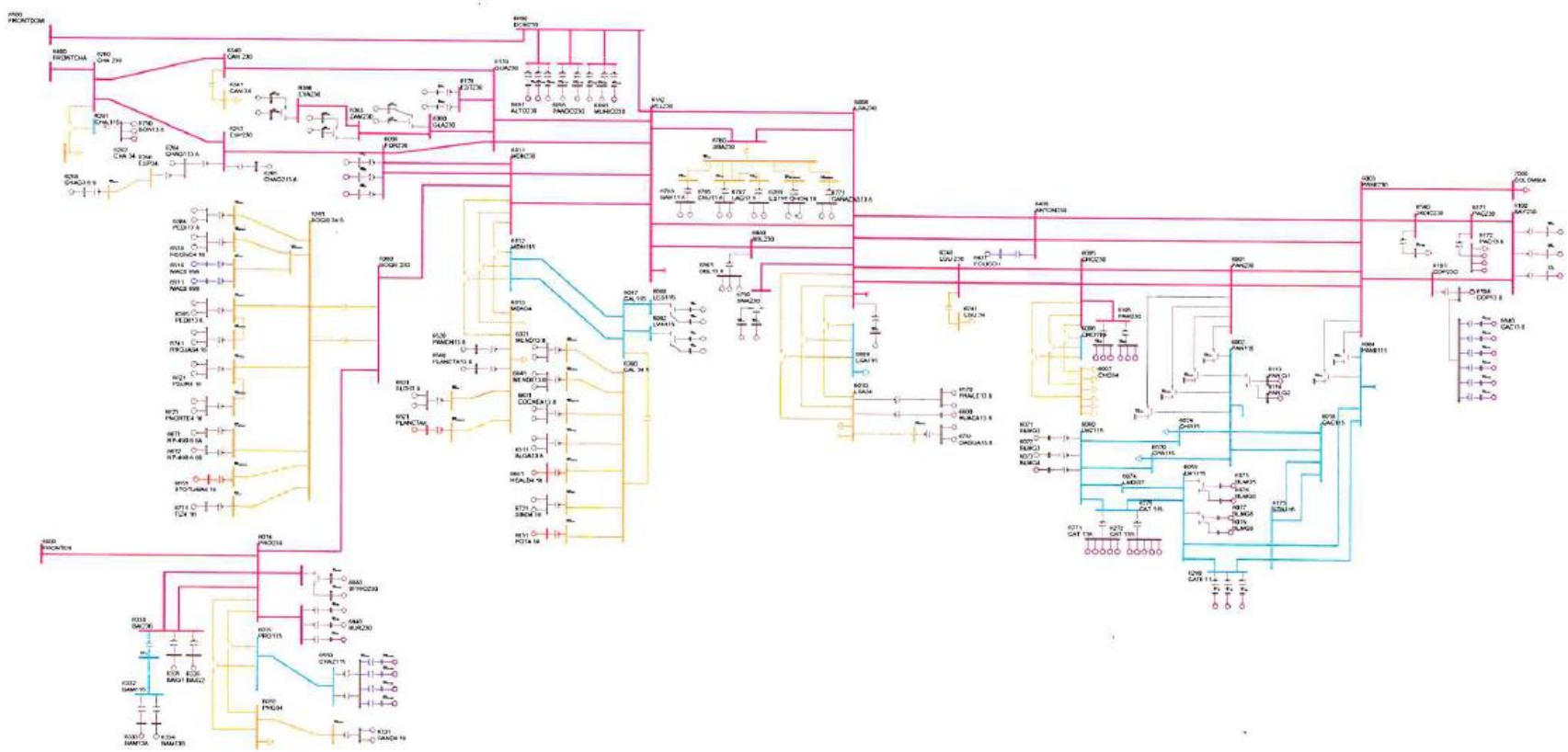
Demanda Máxima de Inverno
Contingencia 1: Panamá – Panamá II (230-1C)
Contingencia 21: Llano Sánchez – Veladero (230-15)
Contingencia 22: Llano Sánchez – San Bartolo (230-4A)
Demanda Máxima de Verano
Demanda Mínima de Invierno
Demanda Mínima de Verano

Año 2020

Demanda Máxima de Inverno
Contingencia 1: Panamá – Panamá II (230-1C)
Contingencia 13: Mata de Nance – Caldera (115-16)
Contingencia 21: Llano Sánchez – Veladero (230-15)
Demanda Máxima de Verano
Demanda Mínima de Invierno
Demanda Mínima de Verano

Año 2015

Demanda Máxima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 15:22
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	28.8	4.4	15.0	0.0	1.0200	28.5	0.9884	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	28.8	4.4	15.0	0.0	1.0200	28.5	0.9884	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.0	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9912	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.0	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9912	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.6	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9904	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.6	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9904	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	5.6	50.0	-50.0	1.0100	74.5	0.9972	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	77.3	10.5	30.0	-25.0	1.0100	77.2	0.9909	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	77.3	10.5	30.0	-25.0	1.0100	77.2	0.9909	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	9.7	29.0	-29.0	1.0000	57.8	0.9858	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	9.7	29.0	-29.0	1.0000	57.8	0.9858	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-4.6	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9989	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-1.4	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9999	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9765	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9765	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9928	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9928	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9986	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9986	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-9.2	14.0	-14.0	1.0000	43.1	0.9769	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-9.2	14.0	-14.0	1.0000	43.1	0.9769	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-5.4	7.8	-7.0	1.0000	13.2	0.9113	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-5.4	7.8	-7.0	1.0000	13.2	0.9113	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0025	17.5	0.9167	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0025	17.5	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0034	27.7	0.9576	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0034	27.7	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.2	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.2	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9990	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9990	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0135	60.1	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0074	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0074	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9675	5.3	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9814	5.6			64	6

6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9814	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9675	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9741	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9741	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9740	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9896	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9896	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9562	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.5	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9562	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9846	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9846	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9939	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9939	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.7	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9437	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0233	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9964	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9964	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0058	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0058	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0087	23.3	0.9074	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-1.1	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9978	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-1.1	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9978	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9990	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9990	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.8	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9280	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0217	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0217	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.0	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9019	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.0	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9019	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9594	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9594	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	10.0	0.9955	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	10.0	0.9955	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	2.8	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9296	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	2.8	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9296	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9592	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9592	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9799	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9799	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9713	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9713	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9404	3.3	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9404	3.3	63 6

6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.4	1.6	-1.6	1.0000	3.4	0.9149	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	1.4	1.6	-1.6	1.0000	3.4	0.9149	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-0.8	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9979	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-0.8	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9979	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	72.9	300.0	-225.0	1.0144	71.9	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0139	3.9	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9951	4.5	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9951	4.5	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9966	17.9	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9966	17.9	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0232	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9813	9.7	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9813	9.7	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9813	2.0	0.9058	2.1		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1492.9	89.0	1011.6	-837.2				2263.0			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 15:22
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	1.2	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9976	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.7	11.0	0.0	1.0100	21.6	0.9168	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	27.7	10.5	15.0	0.0	1.0100	29.3	0.9347	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	2.1	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9924	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9935	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.0	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9949	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.0	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9949	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				112.7	25.8	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 15:22
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0161	233.69	6001	PAN230	230.00	6	1.0015	230.34
6003	PANII230	230.00	6	1.0132	233.03	6011	MDN230	230.00	6	1.0062	231.42
6014	PRO230	230.00	6	1.0149	233.42	6096	FOR230	230.00	6	1.0072	231.66
6100	BAY230	230.00	6	1.0265	236.10	6103	COP23O	230.00	6	1.0156	233.59
6171	PAC230	230.00	6	1.0164	233.76	6178	EST230	230.00	6	1.0031	230.71
6179	GUA230	230.00	6	1.0032	230.75	6182	VEL230	230.00	6	1.0040	230.93
6260	CHA 230	230.00	6	1.0153	233.51	6263	ESP230	230.00	6	1.0162	233.74
6330	BAI230	230.00	6	1.0140	233.23	6340	CAN 230	230.00	6	1.0085	231.95
6360	GLA230	230.00	6	1.0078	231.79	6363	ZAM230	230.00	6	1.0125	232.88
6366	EVA230	230.00	6	1.0152	233.50	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0107	232.45
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0157	233.61	6430	ANTON230	230.00	6	1.0145	233.33
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0242	235.57	6590	24DIC230	230.00	6	1.0145	233.33
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0176	234.04	6690	DOM230	230.00	6	1.0250	235.76
6691	ALTO230	230.00	6	1.0267	236.14	6695	PANDO230	230.00	6	1.0256	235.89
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0254	235.85	6760	SBA230	230.00	6	1.0032	230.74
6790	SMA230	230.00	6	1.0013	230.29	6840	BUR230	230.00	6	1.0172	233.95
6860	BBL230	230.00	6	1.0043	231.00						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9877	227.17	6105	PAM230	230.00	6	0.9877	227.17
6240	LGU 230	230.00	6	0.9893	227.53						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 15:22
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0176	117.02	6004	PANII115	115.00	6	1.0202	117.33
6009	LSA115	115.00	6	1.0174	117.00	6012	MDN115	115.00	6	1.0134	116.54
6015	PRO115	115.00	6	1.0101	116.16	6018	CAC115	115.00	6	1.0173	116.99
6019	CVI115A	115.00	6	1.0132	116.52	6024	CHI115	115.00	6	1.0061	115.70
6027	LOC115A	115.00	6	1.0110	116.26	6032	MAR115A	115.00	6	1.0087	116.00
6036	SMA115	115.00	6	1.0166	116.91	6040	SFR115	115.00	6	1.0088	116.01
6047	CLA115	115.00	6	1.0010	115.11	6055	MOS115B	115.00	6	1.0152	116.75
6057	TOC115	115.00	6	1.0181	117.08	6059	LM1115	115.00	6	1.0123	116.41
6060	LM2115	115.00	6	1.0123	116.41	6066	FFIELD	115.00	6	1.0105	116.21
6074	LMDIST	115.00	6	1.0122	116.41	6087	CAL115	115.00	6	1.0154	116.77
6088	LES115	115.00	6	1.0178	117.04	6092	LVA115	115.00	6	1.0154	116.77
6123	MIR115	115.00	7	1.0280	118.22	6170	CPA115	115.00	6	1.0131	116.51
6173	STR115	115.00	6	1.0143	116.64	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0158	116.81
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0158	116.81	6210	TIN115	115.00	6	1.0139	116.60
6211	PM115-9	115.00	6	1.0146	116.67	6230	CBA115	115.00	6	1.0099	116.13
6261	CHA 115	115.00	6	1.0078	115.89	6270	CAT 115	115.00	6	1.0123	116.41
6280	GIR 115	115.00	6	1.0131	116.51	6290	CATII 11	115.00	6	1.0125	116.44
6331	BAI115	115.00	6	1.0015	115.17	6332	BAM115	115.00	6	1.0047	115.54
6350	PM115-8	115.00	6	1.0133	116.53	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0101	116.16
6580	LBO115	115.00	6	1.0128	116.47						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

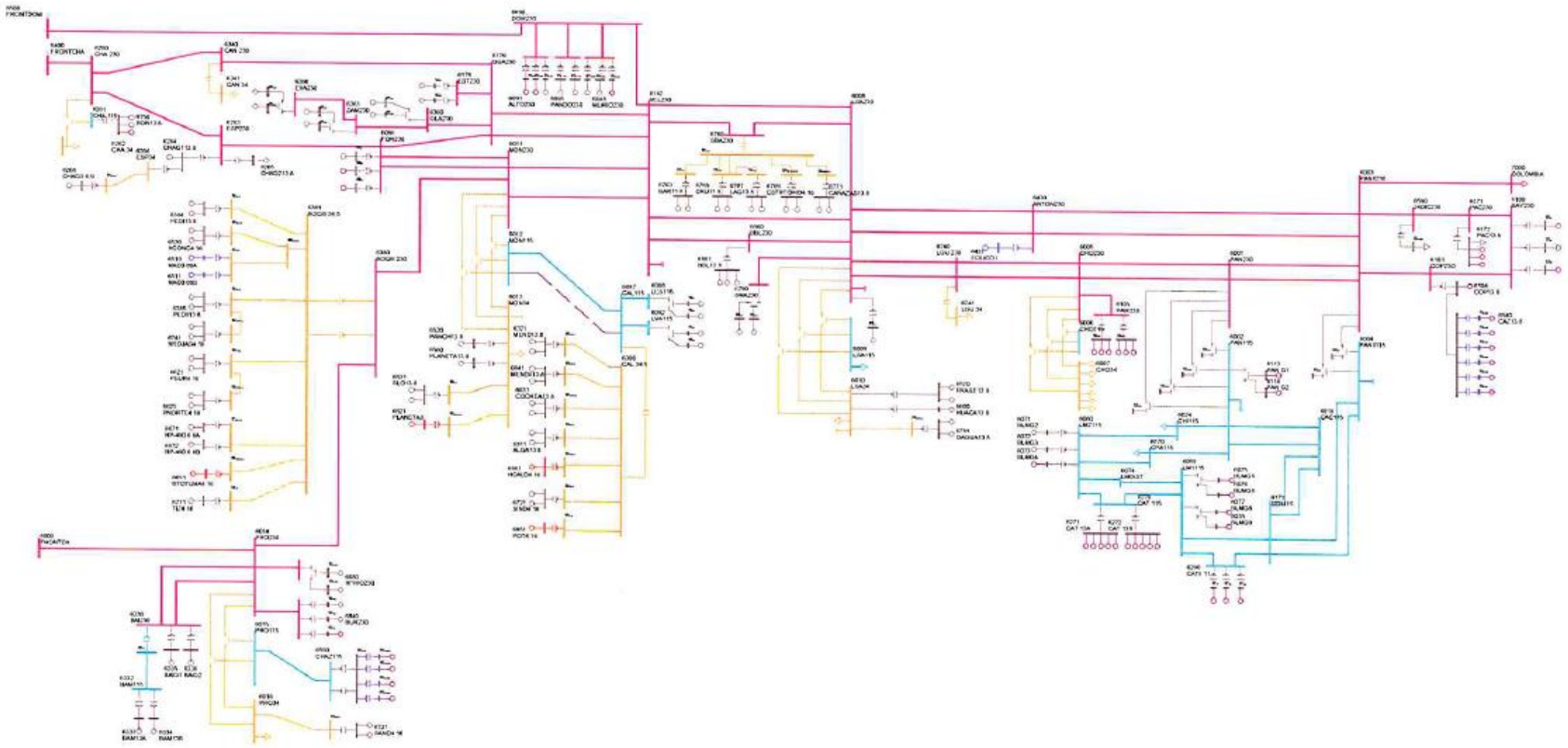
BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9738	111.99						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 19 2011  15:22
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.2    62.5    96.3    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.4    54.0    98.8    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 19 2011  15:22
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 15:22
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	907.5	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	23.5	-295.5	-295.5	-295.5
GUATEMAL	225.5	340.6	218.7	0.0	0.0	600.3	250.2	16.3	16.3	
2	1143.9	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	313.8	367.1	-180.5	0.0	0.0	240.2	333.8	33.6	33.6	
3	1240.4	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	404.2	395.2	-20.3	0.0	0.0	467.2	463.1	33.3	33.3	
4	481.4	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.4	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-4.3	181.0	-12.7	0.0	0.0	286.3	196.9	-83.3	-83.3	
5	1522.5	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	32.8	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	270.4	558.4	-226.2	0.0	0.0	554.4	444.3	48.3	48.3	
6	1492.9	1416.9	0.0	0.0	0.0	0.0	79.1	-3.1	-3.1	-2.9
PANAMA	89.0	248.2	-351.4	0.0	0.0	512.6	803.4	-98.5	-98.5	
7	112.7	48.8	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	60.1	60.1	60.0
ACANAL	25.8	8.6	-15.8	0.0	0.0	0.0	16.7	16.3	16.3	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-238.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	238.5	238.5	238.5
COLOMBIA	0.0	-34.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.0	34.0	
COLUMN	6901.3	6664.6	0.0	0.0	0.0	0.0	236.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1324.3	2065.1	-588.2	0.0	0.0	2661.0	2508.4	0.0	0.0	

Contingencia 13: Mata de Nance – Caldera (115-16)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:09
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC. COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT13

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	28.8	4.4	15.0	0.0	1.0200	28.5	0.9886	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	28.8	4.4	15.0	0.0	1.0200	28.5	0.9886	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.0	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9847	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.0	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9847	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.6	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9952	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.6	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9952	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	6.5	50.0	-50.0	1.0100	74.5	0.9963	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	79.2	10.6	30.0	-25.0	1.0100	79.1	0.9911	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	77.3	10.4	30.0	-25.0	1.0100	77.2	0.9910	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	9.8	29.0	-29.0	1.0000	57.8	0.9855	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	9.8	29.0	-29.0	1.0000	57.8	0.9855	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-4.3	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9991	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-1.1	52.4	-48.9	1.0000	99.6	0.9999	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9753	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9753	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9922	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9922	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9986	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9986	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-8.9	14.0	-14.0	1.0000	43.1	0.9783	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-8.9	14.0	-14.0	1.0000	43.1	0.9783	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-5.0	7.8	-7.0	1.0000	13.1	0.9237	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-5.0	7.8	-7.0	1.0000	13.1	0.9237	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0019	17.5	0.9167	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0019	17.5	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0028	27.7	0.9576	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0028	27.7	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9988	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9988	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0136	60.1	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0072	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0072	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9626	5.4	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9832	5.6			64	6

6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9832	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9626	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9741	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9741	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9740	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9911	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9911	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9582	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9582	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.8	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9918	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.8	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9918	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.0	1.9	-1.9	1.0000	3.3	1.0000	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.0	1.9	-1.9	1.0000	3.3	1.0000	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.8	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9352	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0227	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0053	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0053	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0085	23.3	0.9074	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-0.9	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9984	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-0.9	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9984	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-0.5	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9994	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-0.5	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9994	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.9	2.3	-2.3	1.0000	4.8	0.9181	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0211	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0211	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.0	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9084	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.0	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9084	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9608	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9608	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9959	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9959	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	2.9	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9290	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	2.9	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9290	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9588	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.4	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9588	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9796	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.0	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9796	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9710	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.2	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9710	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9397	3.3	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9397	3.3	63 6

6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.4	1.6	-1.6	1.0000	3.4	0.9149	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	1.4	1.6	-1.6	1.0000	3.4	0.9149	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-0.8	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9979	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-0.8	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9979	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	73.6	300.0	-225.0	1.0145	72.5	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0087	4.0	0.8892	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9901	4.5	0.8892	4.7	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9901	4.5	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9962	17.9	0.8892	18.5	64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9962	17.9	0.8892	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0227	4.0	0.8678	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9808	9.7	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9808	9.7	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9808	2.0	0.9058	2.1	64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1494.9	99.9	1011.6	-837.2				2263.0		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:09
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC. COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT13

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	1.2	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9977	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.7	11.0	0.0	1.0100	21.6	0.9170	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	27.7	10.5	15.0	0.0	1.0100	29.3	0.9348	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	2.1	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9925	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9935	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.0	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9949	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.0	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9949	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				112.7	25.7	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:09
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC. COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT13

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0156	233.60	6001	PAN230	230.00	6	1.0016	230.37
6003	PANII230	230.00	6	1.0133	233.06	6011	MDN230	230.00	6	1.0047	231.09
6014	PRO230	230.00	6	1.0144	233.31	6096	FOR230	230.00	6	1.0063	231.45
6100	BAY230	230.00	6	1.0266	236.12	6103	COP23O	230.00	6	1.0157	233.62
6171	PAC230	230.00	6	1.0165	233.79	6178	EST230	230.00	6	1.0025	230.56
6179	GUA230	230.00	6	1.0026	230.60	6182	VEL230	230.00	6	1.0035	230.81
6260	CHA 230	230.00	6	1.0149	233.43	6263	ESP230	230.00	6	1.0159	233.65
6330	BAI230	230.00	6	1.0136	233.14	6340	CAN 230	230.00	6	1.0079	231.82
6360	GLA230	230.00	6	1.0071	231.64	6363	ZAM230	230.00	6	1.0119	232.74
6366	EVA230	230.00	6	1.0146	233.36	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0098	232.25
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0154	233.54	6430	ANTON230	230.00	6	1.0146	233.36
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0241	235.53	6590	24DIC230	230.00	6	1.0146	233.36
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0171	233.93	6690	DOM230	230.00	6	1.0249	235.72
6691	ALTO230	230.00	6	1.0265	236.10	6695	PANDO230	230.00	6	1.0255	235.87
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0253	235.82	6760	SBA230	230.00	6	1.0029	230.67
6790	SMA230	230.00	6	1.0013	230.29	6840	BUR230	230.00	6	1.0167	233.84
6860	BBL230	230.00	6	1.0039	230.89						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9879	227.21	6105	PAM230	230.00	6	0.9879	227.21
6240	LGU 230	230.00	6	0.9894	227.56						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:09
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC. COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT13

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0177	117.04	6004	PANII115	115.00	6	1.0204	117.34
6009	LSA115	115.00	6	1.0174	117.00	6012	MDN115	115.00	6	1.0088	116.01
6015	PRO115	115.00	6	1.0097	116.12	6018	CAC115	115.00	6	1.0175	117.01
6019	CVI115A	115.00	6	1.0134	116.54	6024	CHI115	115.00	6	1.0062	115.71
6027	LOC115A	115.00	6	1.0111	116.28	6032	MAR115A	115.00	6	1.0088	116.01
6036	SMA115	115.00	6	1.0167	116.93	6040	SFR115	115.00	6	1.0089	116.03
6047	CLA115	115.00	6	1.0011	115.13	6055	MOS115B	115.00	6	1.0154	116.77
6057	TOC115	115.00	6	1.0182	117.09	6059	LM1115	115.00	6	1.0124	116.42
6060	LM2115	115.00	6	1.0124	116.43	6066	FFIELD	115.00	6	1.0106	116.22
6074	LMDIST	115.00	6	1.0124	116.42	6087	CAL115	115.00	6	1.0118	116.35
6088	LES115	115.00	6	1.0145	116.67	6092	LVA115	115.00	6	1.0119	116.37
6123	MIR115	115.00	7	1.0281	118.23	6170	CPA115	115.00	6	1.0132	116.52
6173	STR115	115.00	6	1.0144	116.66	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0159	116.83
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0159	116.83	6210	TIN115	115.00	6	1.0141	116.62
6211	PM115-9	115.00	6	1.0147	116.69	6230	CBA115	115.00	6	1.0100	116.15
6261	CHA 115	115.00	6	1.0075	115.86	6270	CAT 115	115.00	6	1.0124	116.43
6280	GIR 115	115.00	6	1.0132	116.52	6290	CATII 11	115.00	6	1.0126	116.45
6331	BAI115	115.00	6	1.0011	115.13	6332	BAM115	115.00	6	1.0045	115.51
6350	PM115-8	115.00	6	1.0134	116.54	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0097	116.12
6580	LBO115	115.00	6	1.0129	116.49						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

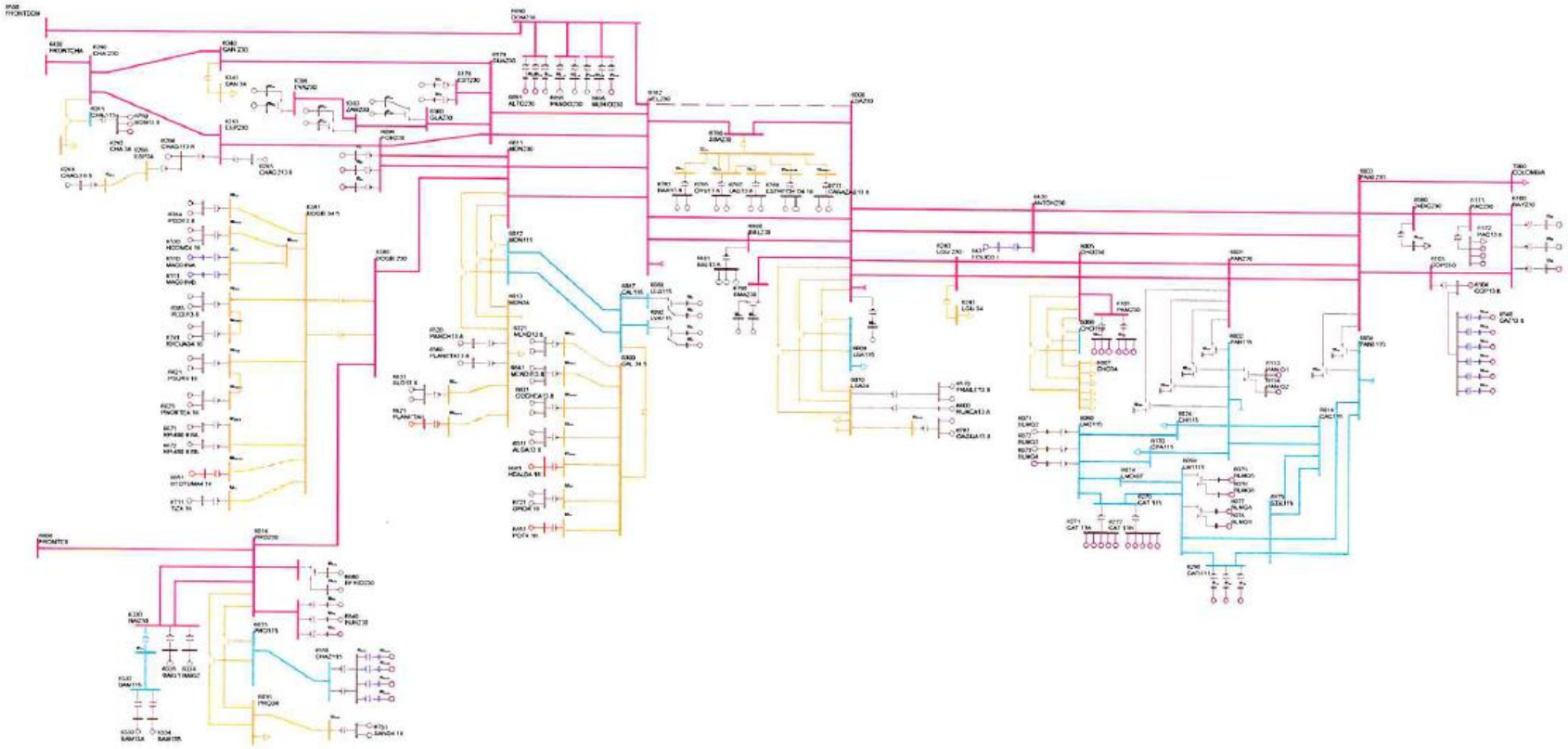
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9740	112.01						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 19 2011  16:09
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERC. COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT13
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6012 MDN115      115.00     6   6087 CAL115      115.00*    6  15   154.8    93.0   166.5   175.0    88.5    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5     34.500    6  T1    59.9    62.5    95.9    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.9    54.0    98.0    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 19 2011  16:09
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERC. COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT13
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:09
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERC. COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT13 IN MW/MVAR

	FROM	TO LOAD	TO					-NET INTERCHANGE-		
	GENE-	AT AREA	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
X-- AREA --X	RATION	BUSES	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	907.5	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	23.5	-295.5	-295.5	-295.5
GUATEMAL	225.5	340.6	218.7	0.0	0.0	600.3	250.2	16.3	16.3	
2	1143.9	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	313.8	367.1	-180.5	0.0	0.0	240.2	333.8	33.6	33.6	
3	1240.4	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	404.2	395.2	-20.3	0.0	0.0	467.2	463.1	33.3	33.3	
4	481.4	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.4	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-4.3	181.0	-12.7	0.0	0.0	286.3	196.9	-83.3	-83.3	
5	1522.5	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	32.8	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	271.0	558.4	-226.2	0.0	0.0	554.3	444.4	48.8	48.8	
6	1494.9	1416.9	0.0	0.0	0.0	0.0	81.0	-3.0	-3.0	-2.9
PANAMA	99.9	248.2	-351.5	0.0	0.0	511.3	813.5	-98.9	-98.9	
7	112.7	48.8	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	60.1	60.1	60.0
ACANAL	25.7	8.6	-15.8	0.0	0.0	0.0	16.7	16.3	16.3	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-238.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	238.5	238.5	238.5
COLOMBIA	0.0	-34.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.0	34.0	
COLUMN	6903.2	6664.6	0.0	0.0	0.0	0.0	238.6	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1335.7	2065.1	-588.3	0.0	0.0	2659.6	2518.5	0.0	0.0	

Contingencia 21: Llano Sánchez – Veladero (230-15)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 21

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	28.8	4.2	15.0	0.0	1.0200	28.5	0.9897	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	28.8	4.2	15.0	0.0	1.0200	28.5	0.9897	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.2	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9900	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.2	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9900	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9916	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9916	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	7.0	50.0	-50.0	1.0100	74.6	0.9956	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	82.2	10.6	30.0	-25.0	1.0100	82.1	0.9919	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	82.2	10.6	30.0	-25.0	1.0100	82.1	0.9919	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	10.0	29.0	-29.0	1.0000	57.9	0.9850	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	10.0	29.0	-29.0	1.0000	57.9	0.9850	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-4.1	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9992	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-0.9	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9763	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9763	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9927	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9927	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9985	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9985	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-8.8	14.0	-14.0	1.0000	43.0	0.9788	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-8.8	14.0	-14.0	1.0000	43.0	0.9788	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-4.3	7.8	-7.0	1.0000	12.8	0.9422	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-4.3	7.8	-7.0	1.0000	12.8	0.9422	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0009	17.5	0.9167	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0009	17.5	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0018	27.7	0.9576	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0018	27.7	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9988	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9988	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0141	60.1	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0072	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0072	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9663	5.3	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9835	5.6			64	6

6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9835	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9663	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9741	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9741	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9740	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9914	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9914	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9586	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9586	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9863	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9863	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9960	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9960	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.8	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9333	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0232	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0051	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0051	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0082	23.3	0.9074	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-0.5	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9995	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-0.5	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9995	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-0.1	12.8	-8.3	1.0000	15.8	1.0000	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-0.1	12.8	-8.3	1.0000	15.8	1.0000	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.9	2.3	-2.3	1.0000	4.8	0.9159	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0216	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0216	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.9	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9106	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.9	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9106	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9611	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9611	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9963	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9963	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.1	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9173	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.1	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9173	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9500	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9500	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9737	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9737	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9641	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9641	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.2	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9253	3.3	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.2	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9253	3.3	63 6

6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.4	1.6	-1.6	1.0000	3.4	0.9149	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	1.4	1.6	-1.6	1.0000	3.4	0.9149	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-0.8	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9979	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-0.8	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9979	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	131.2	300.0	-225.0	1.0256	128.0	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0126	3.9	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9939	4.5	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9939	4.5	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9960	17.9	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9960	17.9	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0231	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9769	9.7	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9769	9.7	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9769	2.0	0.9058	2.1		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1502.7	159.5	1011.6	-837.2				2263.0			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 21

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	1.2	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9979	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.6	11.0	0.0	1.0100	21.6	0.9179	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	27.7	10.4	15.0	0.0	1.0100	29.3	0.9355	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	2.0	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9930	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9937	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.0	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9950	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.0	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9950	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				112.7	25.4	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0155	233.56	6001	PAN230	230.00	6	1.0022	230.51
6003	PANII230	230.00	6	1.0139	233.19	6011	MDN230	230.00	6	1.0045	231.03
6014	PRO230	230.00	6	1.0142	233.28	6096	FOR230	230.00	6	1.0057	231.31
6100	BAY230	230.00	6	1.0271	236.24	6103	COP23O	230.00	6	1.0163	233.74
6171	PAC230	230.00	6	1.0170	233.91	6178	EST230	230.00	6	1.0014	230.32
6179	GUA230	230.00	6	1.0015	230.36	6182	VEL230	230.00	6	1.0005	230.12
6260	CHA 230	230.00	6	1.0145	233.34	6263	ESP230	230.00	6	1.0155	233.58
6330	BAI230	230.00	6	1.0135	233.11	6340	CAN 230	230.00	6	1.0071	231.63
6360	GLA230	230.00	6	1.0061	231.41	6363	ZAM230	230.00	6	1.0109	232.51
6366	EVA230	230.00	6	1.0136	233.13	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0096	232.21
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0150	233.46	6430	ANTON230	230.00	6	1.0151	233.48
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0237	235.46	6590	24DIC230	230.00	6	1.0151	233.48
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0169	233.89	6690	DOM230	230.00	6	1.0246	235.65
6691	ALTO230	230.00	6	1.0262	236.03	6695	PANDO230	230.00	6	1.0253	235.82
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0251	235.77	6790	SMA230	230.00	6	1.0013	230.29
6840	BUR230	230.00	6	1.0165	233.81						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9885	227.36	6105	PAM230	230.00	6	0.9885	227.36
6240	LGU 230	230.00	6	0.9899	227.67	6760	SBA230	230.00	6	0.9974	229.40
6860	BBL230	230.00	6	0.9999	229.97						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0183	117.11	6004	PANII115	115.00	6	1.0210	117.41
6009	LSA115	115.00	6	1.0174	117.00	6012	MDN115	115.00	6	1.0121	116.39
6015	PRO115	115.00	6	1.0096	116.10	6018	CAC115	115.00	6	1.0180	117.07
6019	CVI115A	115.00	6	1.0140	116.60	6024	CHI115	115.00	6	1.0067	115.77
6027	LOC115A	115.00	6	1.0117	116.35	6032	MAR115A	115.00	6	1.0094	116.08
6036	SMA115	115.00	6	1.0173	116.99	6040	SFR115	115.00	6	1.0095	116.09
6047	CLA115	115.00	6	1.0017	115.19	6055	MOS115B	115.00	6	1.0160	116.84
6057	TOC115	115.00	6	1.0188	117.16	6059	LM1115	115.00	6	1.0128	116.48
6060	LM2115	115.00	6	1.0129	116.48	6066	FFIELD	115.00	6	1.0111	116.27
6074	LMDIST	115.00	6	1.0128	116.47	6087	CAL115	115.00	6	1.0146	116.68
6088	LES115	115.00	6	1.0171	116.97	6092	LVA115	115.00	6	1.0146	116.68
6123	MIR115	115.00	7	1.0286	118.29	6170	CPA115	115.00	6	1.0137	116.58
6173	STR115	115.00	6	1.0149	116.71	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0164	116.89
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0164	116.89	6210	TIN115	115.00	6	1.0146	116.68
6211	PM115-9	115.00	6	1.0153	116.76	6230	CBA115	115.00	6	1.0106	116.22
6261	CHA 115	115.00	6	1.0072	115.83	6270	CAT 115	115.00	6	1.0128	116.48
6280	GIR 115	115.00	6	1.0137	116.58	6290	CATII 11	115.00	6	1.0131	116.50
6331	BAI115	115.00	6	1.0010	115.12	6332	BAM115	115.00	6	1.0044	115.51
6350	PM115-8	115.00	6	1.0140	116.61	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0096	116.10
6580	LBO115	115.00	6	1.0135	116.56						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

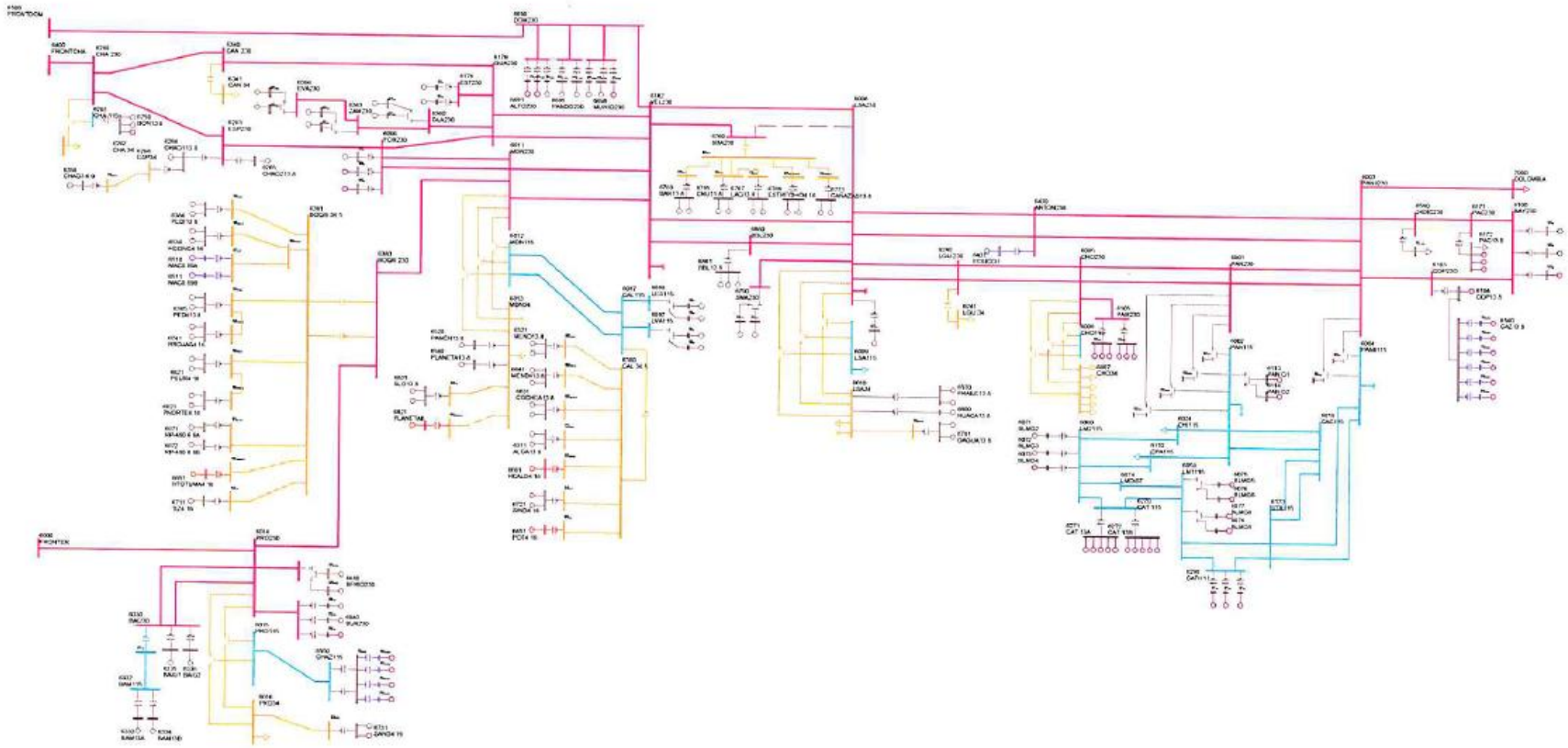
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9747	112.09						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 19 2011  16:17
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 21
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.1    62.5    96.2    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.3    54.0    98.7    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 19 2011  16:17
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 21
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                  * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:17
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT 21 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	907.5	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	23.5	-295.5	-295.5	-295.5
GUATEMAL	225.5	340.6	218.7	0.0	0.0	600.3	250.2	16.3	16.3	
2	1143.9	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	313.8	367.1	-180.5	0.0	0.0	240.2	333.8	33.6	33.6	
3	1240.4	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	404.2	395.2	-20.3	0.0	0.0	467.2	463.1	33.4	33.4	
4	481.4	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.4	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-4.3	181.0	-12.7	0.0	0.0	286.3	196.9	-83.3	-83.3	
5	1522.5	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	32.8	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	271.7	558.4	-226.1	0.0	0.0	554.2	444.4	49.3	49.3	
6	1502.7	1416.9	0.0	0.0	0.0	0.0	88.9	-3.0	-3.0	-2.9
PANAMA	159.5	248.2	-352.0	0.0	0.0	491.9	854.3	-99.2	-99.2	
7	112.7	48.8	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	60.1	60.1	60.0
ACANAL	25.4	8.6	-15.8	0.0	0.0	0.0	16.6	16.0	16.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-238.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	238.5	238.5	238.5
COLOMBIA	0.0	-34.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.0	34.0	
COLUMN	6911.1	6664.6	0.0	0.0	0.0	0.0	246.5	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1395.8	2065.1	-588.7	0.0	0.0	2640.1	2559.5	0.0	0.0	

Contingencia 22: Llano Sánchez – San Bartolo (230-4A)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:54
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT22

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	28.8	4.1	15.0	0.0	1.0200	28.5	0.9898	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	28.8	4.1	15.0	0.0	1.0200	28.5	0.9898	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.2	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9902	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.2	12.0	-5.0	1.0000	22.6	0.9902	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9914	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0000	26.3	0.9914	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	6.8	50.0	-50.0	1.0100	74.6	0.9959	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	82.9	10.6	30.0	-25.0	1.0100	82.8	0.9920	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	82.9	10.6	30.0	-25.0	1.0100	82.8	0.9920	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	10.0	29.0	-29.0	1.0000	57.9	0.9851	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	10.0	29.0	-29.0	1.0000	57.9	0.9851	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-4.1	52.4	-48.9	1.0000	99.7	0.9991	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-0.9	52.4	-48.9	1.0000	99.6	1.0000	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9763	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9763	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9927	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9927	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9985	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9985	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-8.9	14.0	-14.0	1.0000	43.1	0.9785	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-8.9	14.0	-14.0	1.0000	43.1	0.9785	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-4.4	7.8	-7.0	1.0000	12.8	0.9387	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-4.4	7.8	-7.0	1.0000	12.8	0.9387	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0011	17.5	0.9167	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0011	17.5	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0020	27.7	0.9576	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0020	27.7	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-0.1	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9999	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9988	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9988	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0142	60.1	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0072	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0072	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9665	5.3	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9833	5.6			64	6

6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9833	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9665	4.9	0.9058	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9741	2.9	0.9122	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9741	2.9	0.9122	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9740	5.4	0.9084	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9912	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9912	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9583	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9583	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9861	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.1	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9861	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9958	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9958	4.1	64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.8	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9347	5.6	64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0232	3.8	0.8675	4.4	64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64	6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0052	27.6	0.9576	33.0	64	6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0052	27.6	0.9576	33.0	64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0083	23.3	0.9074	24.9	64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-0.6	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9993	18.5	64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-0.6	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9993	18.5	64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-0.2	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9999	18.5	64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	-0.2	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9999	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.9	2.3	-2.3	1.0000	4.8	0.9174	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0216	4.8	0.8622	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0216	4.8	0.8622	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.0	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9095	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.0	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9095	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9609	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9609	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9962	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.9	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9962	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	2.7	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9357	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	2.7	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9357	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9637	5.8	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9637	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9828	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9828	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.1	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9748	5.6	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.1	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9748	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	0.9	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9479	3.3	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	0.9	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9479	3.3	63	6

6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.4	1.6	-1.6	1.0000	3.4	0.9149	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	1.4	1.6	-1.6	1.0000	3.4	0.9149	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-0.8	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9979	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-0.8	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9979	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	137.3	300.0	-225.0	1.0267	133.7	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0128	3.9	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9940	4.5	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9940	4.5	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9961	17.9	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9961	17.9	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0231	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9772	9.7	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9772	9.7	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9772	2.0	0.9058	2.1		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1504.2	161.6	1011.6	-837.2				2263.0			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:54
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT22

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	1.2	8.0	0.0	1.0100	17.9	0.9979	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.6	11.0	0.0	1.0100	21.6	0.9180	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	27.7	10.4	15.0	0.0	1.0100	29.3	0.9357	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	2.0	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9931	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.1	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9937	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.0	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9951	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.0	1.0	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9951	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				112.7	25.4	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:54
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT22

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0155	233.57	6001	PAN230	230.00	6	1.0023	230.54
6003	PANII230	230.00	6	1.0140	233.21	6011	MDN230	230.00	6	1.0047	231.08
6014	PRO230	230.00	6	1.0143	233.30	6096	FOR230	230.00	6	1.0059	231.35
6100	BAY230	230.00	6	1.0272	236.26	6103	COP23O	230.00	6	1.0164	233.76
6171	PAC230	230.00	6	1.0171	233.94	6178	EST230	230.00	6	1.0016	230.37
6179	GUA230	230.00	6	1.0018	230.40	6182	VEL230	230.00	6	1.0010	230.22
6260	CHA 230	230.00	6	1.0146	233.36	6263	ESP230	230.00	6	1.0156	233.60
6330	BAI230	230.00	6	1.0136	233.12	6340	CAN 230	230.00	6	1.0072	231.67
6360	GLA230	230.00	6	1.0063	231.46	6363	ZAM230	230.00	6	1.0111	232.56
6366	EVA230	230.00	6	1.0138	233.18	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0097	232.24
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0151	233.47	6430	ANTON230	230.00	6	1.0152	233.50
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0238	235.48	6590	24DIC230	230.00	6	1.0152	233.50
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0170	233.91	6690	DOM230	230.00	6	1.0246	235.66
6691	ALTO230	230.00	6	1.0263	236.04	6695	PANDO230	230.00	6	1.0253	235.83
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0251	235.78	6760	SBA230	230.00	6	1.0062	231.44
6790	SMA230	230.00	6	1.0013	230.29	6840	BUR230	230.00	6	1.0166	233.82
6860	BBL230	230.00	6	1.0001	230.03						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9887	227.39	6105	PAM230	230.00	6	0.9887	227.39
6240	LGU 230	230.00	6	0.9899	227.69						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:54
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT22

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0184	117.12	6004	PANII115	115.00	6	1.0211	117.42
6009	LSA115	115.00	6	1.0174	117.00	6012	MDN115	115.00	6	1.0123	116.41
6015	PRO115	115.00	6	1.0097	116.11	6018	CAC115	115.00	6	1.0181	117.09
6019	CVI115A	115.00	6	1.0141	116.62	6024	CHI115	115.00	6	1.0068	115.78
6027	LOC115A	115.00	6	1.0118	116.36	6032	MAR115A	115.00	6	1.0095	116.10
6036	SMA115	115.00	6	1.0174	117.01	6040	SFR115	115.00	6	1.0096	116.11
6047	CLA115	115.00	6	1.0018	115.20	6055	MOS115B	115.00	6	1.0161	116.85
6057	TOC115	115.00	6	1.0189	117.17	6059	LM1115	115.00	6	1.0129	116.48
6060	LM2115	115.00	6	1.0129	116.49	6066	FFIELD	115.00	6	1.0112	116.28
6074	LMDIST	115.00	6	1.0129	116.48	6087	CAL115	115.00	6	1.0147	116.69
6088	LES115	115.00	6	1.0172	116.98	6092	LVA115	115.00	6	1.0147	116.69
6123	MIR115	115.00	7	1.0287	118.30	6170	CPA115	115.00	6	1.0138	116.59
6173	STR115	115.00	6	1.0150	116.72	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0165	116.90
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0165	116.90	6210	TIN115	115.00	6	1.0148	116.70
6211	PM115-9	115.00	6	1.0154	116.77	6230	CBA115	115.00	6	1.0107	116.23
6261	CHA 115	115.00	6	1.0073	115.84	6270	CAT 115	115.00	6	1.0129	116.49
6280	GIR 115	115.00	6	1.0138	116.59	6290	CATII 11	115.00	6	1.0131	116.51
6331	BAI115	115.00	6	1.0011	115.13	6332	BAM115	115.00	6	1.0044	115.51
6350	PM115-8	115.00	6	1.0141	116.62	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0097	116.11
6580	LBO115	115.00	6	1.0136	116.57						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

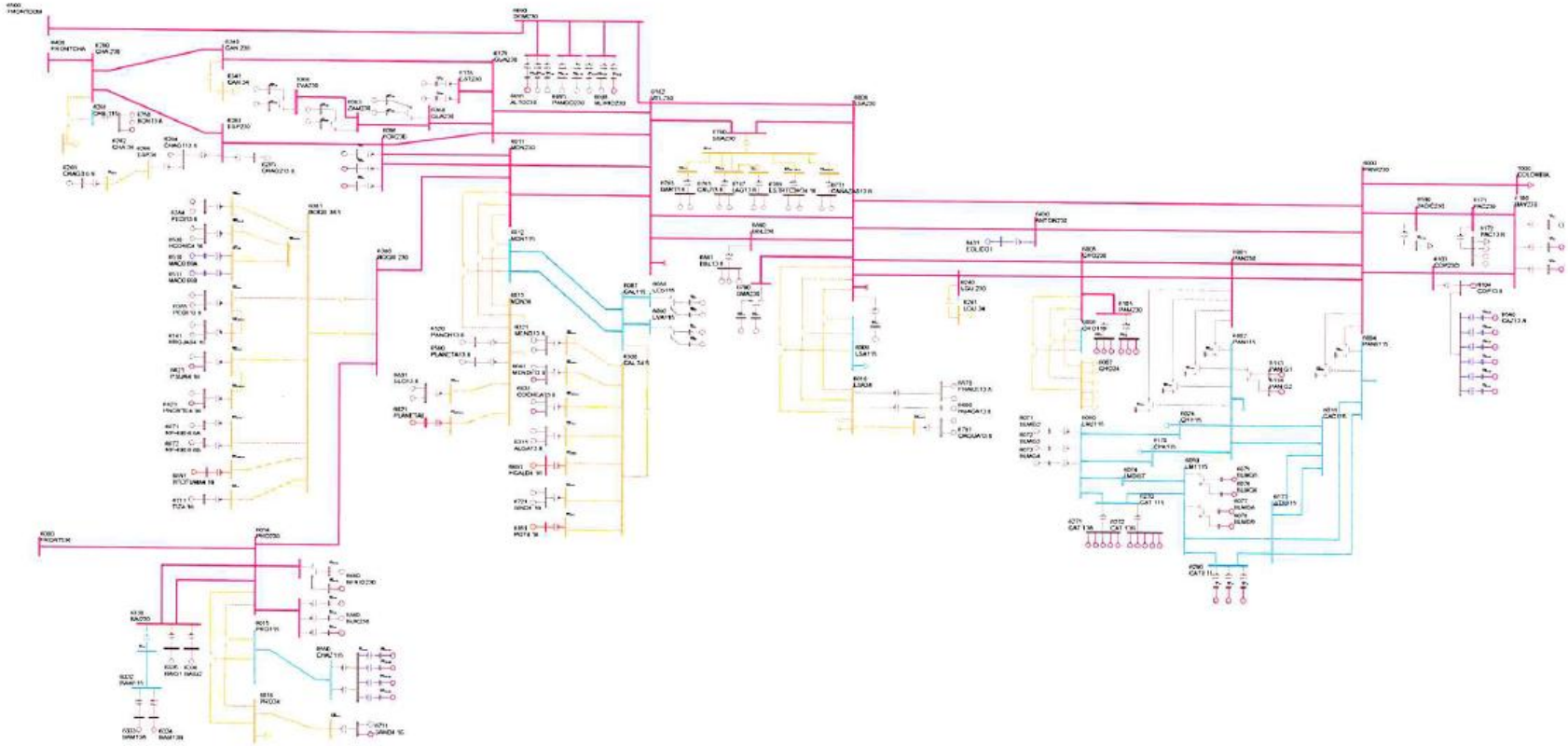
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9748	112.10						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 19 2011  16:54
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT22
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.1    62.5    96.2    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.3    54.0    98.7    --      --      --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      THU, MAY 19 2011  16:54
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT22
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                  * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:54
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 CNT22 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	907.5	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	23.5	-295.5	-295.5	-295.5
GUATEMAL	225.5	340.6	218.7	0.0	0.0	600.3	250.2	16.3	16.3	
2	1143.9	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	313.8	367.1	-180.5	0.0	0.0	240.2	333.8	33.6	33.6	
3	1240.4	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	404.2	395.2	-20.3	0.0	0.0	467.2	463.1	33.4	33.4	
4	481.4	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.4	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-4.3	181.0	-12.7	0.0	0.0	286.3	196.9	-83.3	-83.3	
5	1522.5	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	32.8	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	271.5	558.4	-226.1	0.0	0.0	554.3	444.4	49.2	49.2	
6	1504.2	1416.9	0.0	0.0	0.0	0.0	90.4	-3.0	-3.0	-2.9
PANAMA	161.6	248.2	-352.0	0.0	0.0	499.4	863.8	-99.0	-99.0	
7	112.7	48.8	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	60.1	60.1	60.0
ACANAL	25.4	8.6	-15.8	0.0	0.0	0.0	16.6	16.0	16.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-238.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	238.5	238.5	238.5
COLOMBIA	0.0	-34.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.0	34.0	
COLUMN	6912.6	6664.6	0.0	0.0	0.0	0.0	247.9	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1397.6	2065.1	-588.8	0.0	0.0	2647.6	2568.9	0.0	0.0	

Demanda Máxima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:59
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2015

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	7.1	15.0	0.0	1.0100	38.3	0.9829	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	7.1	15.0	0.0	1.0100	38.3	0.9829	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	7.3	15.0	0.0	1.0100	38.3	0.9819	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	19.1	1.9	12.0	-5.0	1.0000	19.1	0.9952	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	19.1	1.9	12.0	-5.0	1.0000	19.1	0.9952	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	23.3	-4.9	12.0	-5.0	1.0000	23.8	0.9789	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	23.3	-4.9	12.0	-5.0	1.0000	23.8	0.9789	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	0.9	50.0	-50.0	1.0100	74.3	0.9999	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	58.2	8.6	30.0	-25.0	1.0100	58.2	0.9893	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9969	19.2	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9969	19.2	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9969	19.2	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	6.6	29.0	-29.0	1.0000	51.4	0.9917	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	51.0	6.6	29.0	-29.0	1.0000	51.4	0.9917	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	89.1	-8.2	52.4	-48.9	1.0000	89.5	0.9958	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	89.1	-4.7	52.4	-48.9	1.0000	89.2	0.9986	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	9.7	0.8623	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	0.9	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9807	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	0.9	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9807	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9947	9.0	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9947	9.0	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	23.8	0.4	10.0	-10.0	1.0000	23.8	0.9998	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	23.8	0.4	10.0	-10.0	1.0000	23.8	0.9998	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	37.7	-11.6	14.0	-14.0	1.0000	39.4	0.9557	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	37.7	-11.6	14.0	-14.0	1.0000	39.4	0.9557	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	10.8	-7.0	7.8	-7.0	1.0028	12.8	0.8389	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	10.8	-7.0	7.8	-7.0	1.0028	12.8	0.8389	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	14.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0069	15.9	0.8989	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	14.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0069	15.9	0.8989	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0076	24.9	0.9479	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0076	24.9	0.9479	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	8.5	-0.6	4.9	-4.9	1.0000	8.5	0.9975	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	8.5	-0.6	4.9	-4.9	1.0000	8.5	0.9975	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.5	-0.1	3.2	-3.6	1.0000	5.5	0.9999	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	5.5	-0.1	3.2	-3.6	1.0000	5.5	0.9999	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	120.0	-21.0	21.0	-21.0	1.0060	121.1	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0082	1.4	0.9981	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0082	1.4	0.9981	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9726	4.8	0.9048	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.3	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9498	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.3	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9498	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9726	4.4	0.8862	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9740	2.7	0.8937	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9740	2.7	0.8937	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.3	2.2	2.2	-2.2	0.9740	5.0	0.8892	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.3	-0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9821	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.3	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9465	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-2.9	3.7	-3.7	1.0000	7.0	0.9076	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-1.9	1.9	-1.9	1.0004	3.8	0.8696	4.1	64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.3	-0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9995	5.6	64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0254	3.8	0.8675	4.4	64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.1	0.4	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9980	7.5	64	6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.1	0.4	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9980	7.5	64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0096	24.9	0.9479	33.0	64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	19.1	-2.7	9.9	-9.9	1.0000	19.3	0.9899	24.9	64	6
6693	ALTO13B	13.800	G2	19.1	-2.7	9.9	-9.9	1.0000	19.3	0.9899	24.9	64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	14.2	-1.0	12.8	-8.3	1.0000	14.2	0.9977	18.5	64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	14.2	-1.0	12.8	-8.3	1.0000	14.2	0.9977	18.5	64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	14.2	-0.6	12.8	-8.3	1.0000	14.2	0.9990	18.5	64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	14.2	-0.6	12.8	-8.3	1.0000	14.2	0.9990	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	3.9	0.0	2.3	-2.3	1.0000	3.9	0.9999	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.5	2.5	-2.5	1.0238	4.8	0.8622	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.5	2.5	-2.5	1.0238	4.8	0.8622	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0075	4.4	0.8668	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	3.7	-1.3	2.1	-2.1	1.0000	3.9	0.9381	4.8	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	3.7	-1.3	2.1	-2.1	1.0000	3.9	0.9381	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	8.9	-1.4	4.0	-4.0	1.0000	9.0	0.9885	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	8.9	-1.4	4.0	-4.0	1.0000	9.0	0.9885	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.4	2.5	4.0	-4.0	1.0000	6.9	0.9332	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	6.4	2.5	4.0	-4.0	1.0000	6.9	0.9332	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.1	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.3	0.9621	5.8	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.1	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.3	0.9621	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.2	0.8	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9818	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.2	0.8	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9818	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.4	1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9737	5.6	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.4	1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9737	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.5	0.9	1.5	-1.5	1.0000	2.7	0.9444	3.3	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.5	0.9	1.5	-1.5	1.0000	2.7	0.9444	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	2.7	1.5	1.6	-1.6	1.0000	3.1	0.8838	3.6	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	2.7	1.5	1.6	-1.6	1.0000	3.1	0.8838	3.6	63	6

6791	SMA13A	13.800	G1	10.9	-0.7	6.2	-6.2	1.0000	10.9	0.9978	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	10.9	-0.7	6.2	-6.2	1.0000	10.9	0.9978	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	-0.3	300.0	-225.0	0.9999	0.3	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.2	-1.8	1.8	-1.8	1.0191	3.6	0.8669	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	3.6	2.0	2.1	-2.1	1.0000	4.1	0.8741	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	3.6	2.0	2.1	-2.1	1.0000	4.1	0.8741	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	14.2	8.1	8.1	-8.1	1.0000	16.3	0.8669	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	14.2	8.1	8.1	-8.1	1.0000	16.3	0.8669	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0254	4.0	0.8677	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9874	8.8	0.8863	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9874	8.8	0.8863	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9874	2.0	0.9057	2.1		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				1420.9	-14.3	1023.3	-844.8				2244.4			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:59
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2015

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	3.2	8.0	0.0	1.0100	18.1	0.9846	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	10.4	11.0	0.0	1.0100	22.3	0.8878	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	27.7	12.6	15.0	0.0	1.0100	30.1	0.9104	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	4.5	8.0	0.0	1.0100	17.4	0.9672	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	1.6	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9868	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	1.4	6.0	-6.0	1.0100	10.0	0.9903	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.7	1.3	6.0	-6.0	1.0100	10.7	0.9925	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				113.4	35.0	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:59
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0193	234.43	6001	PAN230	230.00	6	1.0044	231.02
6003	PANII230	230.00	6	1.0163	233.75	6011	MDN230	230.00	6	1.0115	232.65
6014	PRO230	230.00	6	1.0184	234.22	6096	FOR230	230.00	6	1.0123	232.83
6100	BAY230	230.00	6	1.0269	236.19	6103	COP23O	230.00	6	1.0184	234.23
6171	PAC230	230.00	6	1.0230	235.30	6178	EST230	230.00	6	1.0088	232.02
6179	GUA230	230.00	6	1.0089	232.05	6182	VEL230	230.00	6	1.0105	232.41
6260	CHA 230	230.00	6	1.0183	234.20	6263	ESP230	230.00	6	1.0189	234.35
6330	BAI230	230.00	6	1.0170	233.90	6340	CAN 230	230.00	6	1.0133	233.06
6360	GLA230	230.00	6	1.0127	232.93	6363	ZAM230	230.00	6	1.0169	233.88
6366	EVA230	230.00	6	1.0192	234.42	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0147	233.39
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0186	234.27	6430	ANTON230	230.00	6	1.0085	231.96
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0245	235.64	6590	24DIC230	230.00	6	1.0194	234.45
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0195	234.49	6690	DOM230	230.00	6	1.0250	235.75
6691	ALTO230	230.00	6	1.0271	236.24	6695	PANDO230	230.00	6	1.0255	235.87
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0254	235.83	6760	SBA230	230.00	6	1.0084	231.94
6790	SMA230	230.00	6	1.0011	230.26	6840	BUR230	230.00	6	1.0206	234.74
6860	BBL230	230.00	6	1.0106	232.45						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6005	CHO230	230.00	6	0.9923	228.24	6105	PAM230	230.00	6	0.9923	228.24
6240	LGU 230	230.00	6	0.9918	228.12						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:59
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6009	LSA115	115.00	6	1.0172	116.98	6012	MDN115	115.00	6	1.0192	117.21
6015	PRO115	115.00	6	1.0148	116.70	6087	CAL115	115.00	6	1.0189	117.17
6088	LES115	115.00	6	1.0207	117.39	6092	LVA115	115.00	6	1.0187	117.15
6123	MIR115	115.00	7	1.0126	116.45	6261	CHA 115	115.00	6	1.0100	116.14
6331	BAI115	115.00	6	1.0054	115.63	6332	BAM115	115.00	6	1.0078	115.90
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0148	116.70						

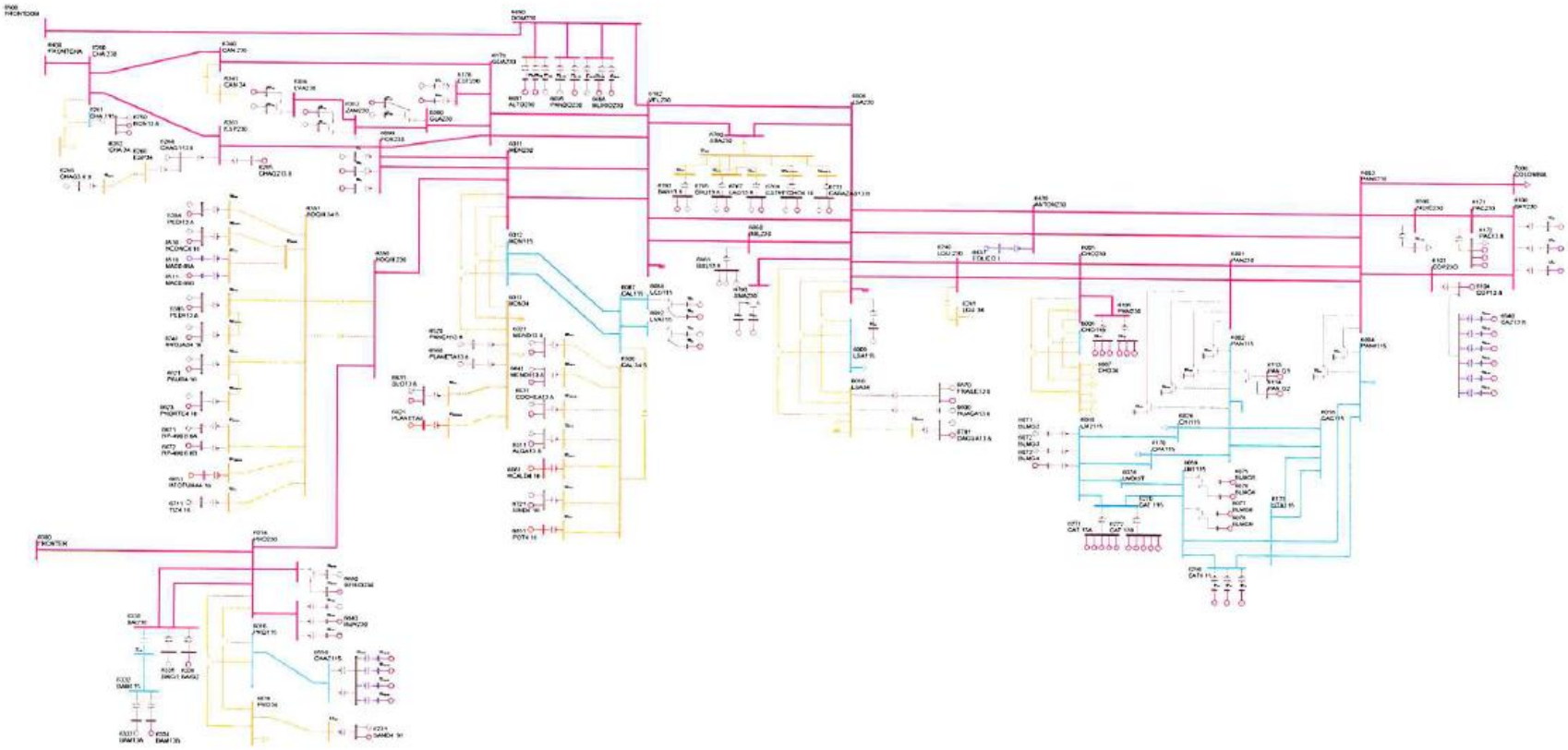
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9999	114.99	6004	PANII115	115.00	6	0.9951	114.43
6006	CHO115	115.00	6	0.9782	112.49	6018	CAC115	115.00	6	0.9996	114.95
6019	CVI115A	115.00	6	0.9894	113.78	6024	CHI115	115.00	6	0.9893	113.76
6027	LOC115A	115.00	6	0.9919	114.06	6032	MAR115A	115.00	6	0.9896	113.80
6036	SMA115	115.00	6	0.9988	114.86	6040	SFR115	115.00	6	0.9885	113.68
6047	CLA115	115.00	6	0.9839	113.15	6055	MOS115B	115.00	6	0.9973	114.68
6057	TOC115	115.00	6	0.9927	114.16	6059	LM1115	115.00	6	0.9977	114.74
6060	LM2115	115.00	6	0.9978	114.75	6066	FFIELD	115.00	6	0.9960	114.54
6074	LMDIST	115.00	6	0.9977	114.74	6170	CPA115	115.00	6	0.9977	114.74
6173	STR115	115.00	6	0.9982	114.79	6174	PM115-1A	115.00	6	0.9993	114.91
6175	PM115-2A	115.00	6	0.9993	114.91	6210	TIN115	115.00	6	0.9959	114.53
6211	PM115-9	115.00	6	0.9966	114.61	6230	CBA115	115.00	6	0.9903	113.89
6270	CAT 115	115.00	6	0.9978	114.74	6280	GIR 115	115.00	6	0.9977	114.74
6290	CATII 11	115.00	6	0.9978	114.74	6350	PM115-8	115.00	6	0.9949	114.41
6580	LBO115	115.00	6	0.9889	113.72						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 16:59
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2015 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	928.8	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.9	-273.6	-273.6	-273.6
GUATEMAL	217.2	340.6	219.7	0.0	0.0	603.2	243.4	16.6	16.6	
2	1142.1	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.1	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	298.2	367.1	-181.0	0.0	0.0	241.3	323.2	30.1	30.1	
3	1239.0	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	391.8	395.2	-20.4	0.0	0.0	469.0	453.7	32.3	32.3	
4	479.4	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.4	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-16.2	181.0	-12.8	0.0	0.0	288.6	182.7	-78.6	-78.6	
5	1520.6	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	30.9	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	254.5	558.4	-226.5	0.0	0.0	555.7	431.8	46.5	46.5	
6	1420.9	1443.3	0.0	0.0	0.0	0.0	60.2	-82.6	-82.6	-82.9
PANAMA	-14.3	252.8	-307.4	0.0	0.0	499.7	653.3	-113.4	-113.4	
7	113.4	49.7	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	59.7	59.7	60.0
ACANAL	35.0	8.7	-15.6	0.0	0.0	0.0	17.7	24.1	24.1	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-296.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	296.5	296.5	296.5
COLOMBIA	0.0	-42.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	42.3	42.3	
COLUMN	6844.2	6633.9	0.0	0.0	0.0	0.0	210.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1166.1	2061.6	-543.9	0.0	0.0	2657.4	2305.9	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 17:02
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	20.0	4.0	15.0	0.0	1.0200	20.0	0.9809	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	20.0	4.0	15.0	0.0	1.0200	20.0	0.9809	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	2.2	12.0	-5.0	1.0000	22.5	0.9952	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0006	26.5	0.9820	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	72.5	-13.6	50.0	-50.0	1.0000	73.8	0.9828	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	48.4	1.4	30.0	-25.0	1.0000	48.4	0.9996	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	5.6	29.0	-29.0	0.9900	57.9	0.9952	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-18.1	52.4	-48.9	0.9900	102.3	0.9839	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	10.6	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	1.7	2.3	-2.3	1.0000	5.1	0.9415	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9868	10.0	0.9060	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	-1.2	10.0	-10.0	0.9900	26.9	0.9989	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-14.0	14.0	-14.0	0.9985	44.5	0.9490	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-0.3	7.8	-7.0	1.0200	11.8	0.9997	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0144	17.3	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0143	27.4	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.2	4.9	-4.9	1.0000	9.6	0.9915	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-0.5	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9969	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0164	59.9	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0058	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9517	5.4	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-2.2	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9050	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9517	5.0	0.9058	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9331	3.1	0.9122	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9337	5.7	0.9084	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-2.1	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9135	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.8866	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	7.1	-3.5	3.7	-3.7	1.0000	8.0	0.8953	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0009	4.1	0.8916	4.1			64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	-1.7	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9391	5.6			64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.8	-2.0	2.0	-2.0	1.0259	4.2	0.8897	4.4			64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.2	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9995	7.5			64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0112	27.5	0.9576	33.0			64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	-4.6	9.9	-9.9	1.0000	21.8	0.9776	24.9			64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-8.3	12.8	-8.3	0.9972	17.9	0.8855	18.5			64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-8.3	12.8	-8.3	0.9974	17.9	0.8855	18.5			64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	-1.6	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9376	5.2			64	6

6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0257	5.2	0.8851	5.6		64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0087	4.8	0.8892	5.0		64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.8	2.1	-2.1	1.0000	4.5	0.9110	4.8		64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-4.0	4.0	-4.0	1.0045	10.6	0.9273	35.3		64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	4.0	4.0	-4.0	0.9988	8.2	0.8757	9.0		63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	2.2	2.6	-2.6	1.0000	5.1	0.9062	5.8		63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.7	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9423	5.8		63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	2.0	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.9292	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9975	3.2	0.8885	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9572	3.6	0.8897	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	6.0	6.2	-6.2	1.0000	13.6	0.8957	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	6.0	6.2	-6.2	1.0000	13.6	0.8957	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	-143.2	300.0	-225.0	0.9602	149.1	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	0.8	1.8	-1.8	1.0000	3.6	0.9750	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9763	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	-8.1	8.1	-8.1	0.9900	18.0	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	4.0	-2.0	2.0	-2.0	1.0259	4.3	0.8900	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9902	9.6	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9902	9.6	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9902	2.0	0.9058	2.1		64	6
SUBSYSTEM TOTALS				851.4	-218.2	727.5	-586.3				1523.7			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 17:02
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6128	MIR13C	12.000	G3	20.0	8.3	11.0	0.0	1.0100	21.4	0.9232	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	26.0	10.2	15.0	0.0	1.0100	27.7	0.9305	44.1			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.0	0.3	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9996	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	10.0	0.3	6.0	-6.0	1.0100	9.9	0.9995	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	10.5	0.3	6.0	-6.0	1.0100	10.4	0.9997	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				76.5	19.4	44.0	-18.0				112.5				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 17:02
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0220	235.07	6001	PAN230	230.00	6	1.0134	233.09
6003	PANII230	230.00	6	1.0196	234.50	6005	CHO230	230.00	6	1.0035	230.80
6011	MDN230	230.00	6	1.0157	233.61	6014	PRO230	230.00	6	1.0198	234.56
6096	FOR230	230.00	6	1.0181	234.16	6100	BAY230	230.00	6	1.0252	235.79
6103	COP23O	230.00	6	1.0209	234.81	6105	PAM230	230.00	6	1.0035	230.80
6171	PAC230	230.00	6	1.0210	234.83	6178	EST230	230.00	6	1.0179	234.11
6179	GUA230	230.00	6	1.0180	234.15	6182	VEL230	230.00	6	1.0137	233.14
6260	CHA 230	230.00	6	1.0264	236.07	6263	ESP230	230.00	6	1.0246	235.65
6330	BAI230	230.00	6	1.0190	234.38	6340	CAN 230	230.00	6	1.0226	235.20
6360	GLA230	230.00	6	1.0205	234.71	6363	ZAM230	230.00	6	1.0229	235.26
6366	EVA230	230.00	6	1.0242	235.57	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0172	233.95
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0278	236.38	6430	ANTON230	230.00	6	1.0174	234.01
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0276	236.36	6590	24DIC230	230.00	6	1.0201	234.62
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0212	234.87	6690	DOM230	230.00	6	1.0274	236.30
6691	ALTO230	230.00	6	1.0286	236.57	6695	PANDO230	230.00	6	1.0267	236.13
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0269	236.18	6760	SBA230	230.00	6	1.0091	232.10
6840	BUR230	230.00	6	1.0193	234.43	6860	BBL230	230.00	6	1.0135	233.10

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6008	LSA230	230.00	6	0.9900	227.70	6240	LGU 230	230.00	6	0.9959	229.06
6790	SMA230	230.00	6	0.9917	228.09						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 17:02
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0164	116.88	6004	PANII115	115.00	6	1.0158	116.82
6012	MDN115	115.00	6	1.0196	117.26	6015	PRO115	115.00	6	1.0162	116.86
6018	CAC115	115.00	6	1.0164	116.89	6019	CVI115A	115.00	6	1.0145	116.67
6024	CHI115	115.00	6	1.0101	116.16	6027	LOC115A	115.00	6	1.0135	116.55
6032	MAR115A	115.00	6	1.0132	116.52	6036	SMA115	115.00	6	1.0160	116.84
6040	SFR115	115.00	6	1.0126	116.44	6047	CLA115	115.00	6	1.0064	115.74
6055	MOS115B	115.00	6	1.0154	116.77	6057	TOC115	115.00	6	1.0145	116.66
6059	LM1115	115.00	6	1.0122	116.40	6060	LM2115	115.00	6	1.0123	116.41
6066	FFIELD	115.00	6	1.0074	115.85	6074	LMDIST	115.00	6	1.0123	116.41
6087	CAL115	115.00	6	1.0194	117.23	6088	LES115	115.00	6	1.0205	117.36
6092	LVA115	115.00	6	1.0193	117.22	6123	MIR115	115.00	7	1.0275	118.16
6170	CPA115	115.00	6	1.0130	116.50	6173	STR115	115.00	6	1.0136	116.56
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0152	116.75	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0152	116.75
6210	TIN115	115.00	6	1.0142	116.63	6211	PM115-9	115.00	6	1.0148	116.70
6230	CBA115	115.00	6	1.0129	116.49	6261	CHA 115	115.00	6	1.0174	117.00
6270	CAT 115	115.00	6	1.0122	116.41	6280	GIR 115	115.00	6	1.0130	116.50
6290	CATII 11	115.00	6	1.0124	116.42	6331	BAI115	115.00	6	1.0114	116.31
6332	BAM115	115.00	6	1.0111	116.27	6350	PM115-8	115.00	6	1.0151	116.73
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0162	116.86	6580	LBO115	115.00	6	1.0142	116.64

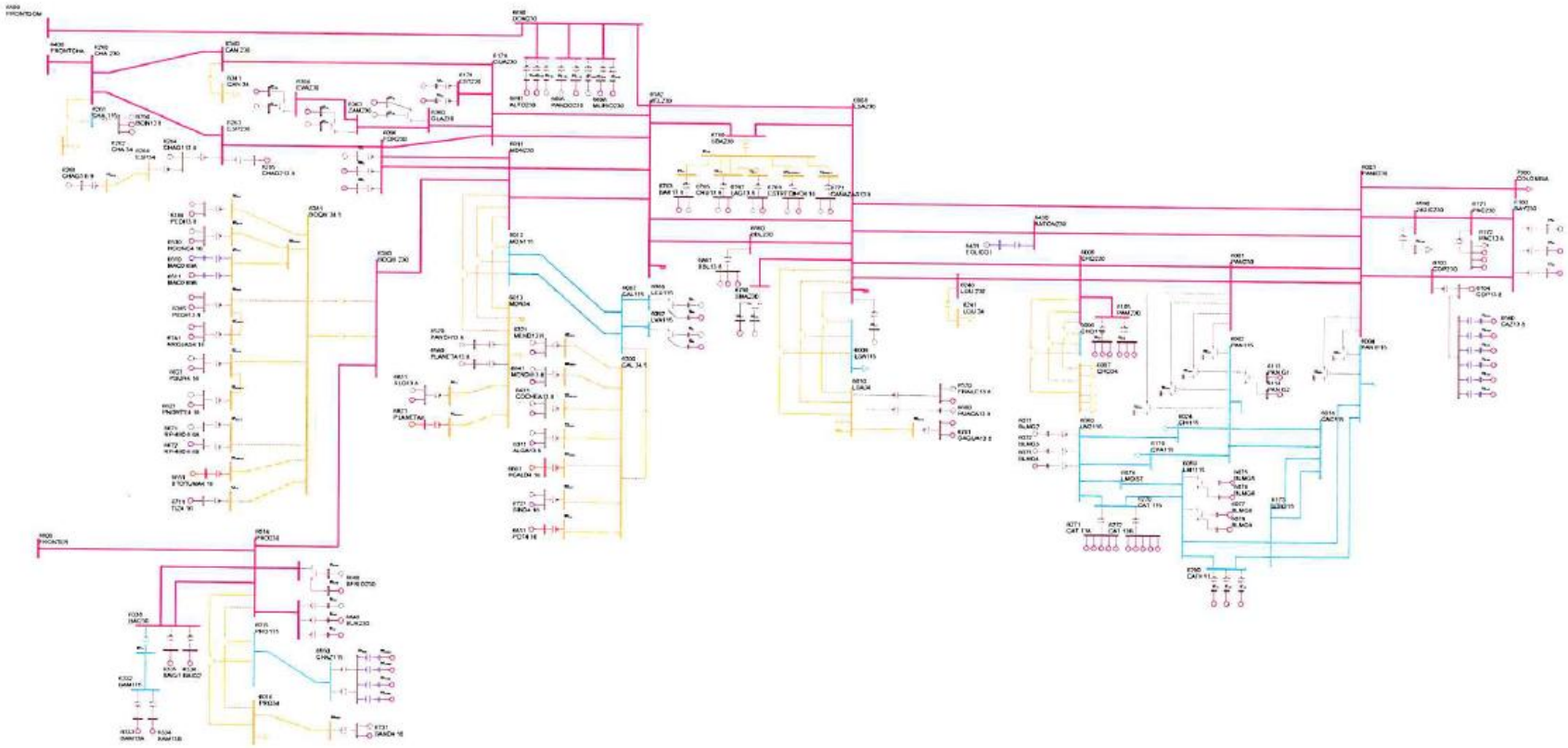
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9925	114.13	6009	LSA115	115.00	6	0.9971	114.66

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 17:02
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	559.0	773.5	0.0	0.0	0.0	0.0	10.8	-225.3	-225.3	-225.3
GUATEMAL	8.4	100.4	383.0	0.0	0.0	618.3	162.8	-19.5	-19.5	
2	528.0	512.7	0.0	0.0	0.0	0.0	15.2	0.1	0.1	0.0
SALVADOR	45.9	137.7	-22.3	0.0	0.0	251.0	129.4	52.1	52.1	
3	564.6	545.5	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	-78.5	179.1	39.8	0.0	0.0	507.3	159.5	50.4	50.4	
4	309.8	298.5	0.0	0.0	0.0	0.0	11.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-121.7	118.2	49.6	0.0	0.0	304.2	101.3	-86.6	-86.6	
5	781.1	769.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.1	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	-52.6	302.3	-13.8	0.0	0.0	586.4	166.8	78.5	78.5	
6	851.4	779.3	0.0	0.0	0.0	0.0	21.9	50.3	50.3	50.3
PANAMA	-218.2	282.8	-139.8	0.0	0.0	517.6	263.0	-106.6	-106.6	
7	76.5	26.9	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	46.9	46.9	47.0
ACANAL	19.4	9.7	-16.0	0.0	0.0	0.0	12.2	13.5	13.5	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-128.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	128.0	128.0	128.0
COLOMBIA	0.0	-18.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.2	18.2	
COLUMN	3670.5	3577.3	0.0	0.0	0.0	0.0	93.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-397.3	1111.9	280.7	0.0	0.0	2784.9	995.0	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 17:08
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2015

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	20.0	10.3	15.0	0.0	1.0200	22.1	0.8882	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	20.0	10.3	15.0	0.0	1.0200	22.1	0.8882	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	19.1	2.2	12.0	-5.0	0.9900	19.4	0.9937	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	23.3	-5.0	12.0	-5.0	0.9903	24.1	0.9777	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	60.0	-19.5	50.0	-50.0	0.9900	63.7	0.9512	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	49.5	-5.8	30.0	-25.0	0.9900	50.3	0.9933	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	4.2	29.0	-29.0	0.9900	51.7	0.9966	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	73.4	-18.4	52.4	-48.9	0.9900	76.4	0.9700	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	9.8	0.8623	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.8	2.3	-2.3	1.0000	4.7	0.9214	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9858	9.1	0.8865	10.4			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	10.8	-3.6	7.8	-7.0	1.0120	11.2	0.9491	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	14.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0100	15.8	0.8989	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0097	24.9	0.9479	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	8.5	-2.1	4.9	-4.9	1.0000	8.8	0.9709	12.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	100.0	-17.5	17.5	-17.5	1.0099	100.5	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0070	1.4	0.9981	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.2	2.0	2.0	-2.0	0.9156	5.1	0.9048	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0011	4.9	0.8622	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.2	1.1	2.0	-2.0	0.9150	3.7	0.9403	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9264	2.8	0.8937	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	3.5	-0.9	2.2	-2.2	0.9250	4.0	0.9663	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0011	4.9	0.8622	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0013	4.9	0.8622	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-2.4	3.7	-3.7	1.0000	6.8	0.9345	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-1.8	1.9	-1.9	1.0000	3.7	0.8812	4.1			64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0009	4.9	0.8622	5.6			64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	2.8	-1.7	2.0	-2.0	1.0250	3.2	0.8591	4.4			64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.1	0.1	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9999	7.5			64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0133	24.8	0.9479	33.0			64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	19.1	4.5	9.9	-9.9	1.0100	19.4	0.9737	24.9			64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	14.2	-8.3	12.8	-8.3	1.0004	16.4	0.8626	18.5			64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	14.2	-8.3	12.8	-8.3	1.0006	16.4	0.8626	18.5			64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0246	4.8	0.8622	5.6			64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0107	4.4	0.8668	5.0			64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	8.9	-3.9	4.0	-4.0	1.0000	9.7	0.9143	35.3			64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.4	4.0	4.0	-4.0	0.9987	7.6	0.8513	9.0			63	6

6765	CRU13.8	13.800	G1	4.1	2.2	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.8826	5.8			63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.2	1.7	2.6	-2.6	1.0000	4.5	0.9239	5.8			63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.4	2.0	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9094	5.6			63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.5	1.5	1.5	-1.5	0.9970	2.9	0.8661	3.3			63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	10.9	6.2	6.2	-6.2	0.9982	12.6	0.8671	14.2			63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	-149.3	300.0	-225.0	0.9589	155.7	0.0000	300.0			63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	2.9	-0.9	1.8	-1.8	0.9600	3.1	0.9580	4.1			64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	3.6	2.1	2.1	-2.1	0.9392	4.4	0.8669	4.7			64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	14.2	-8.1	8.1	-8.1	0.9922	16.5	0.8669	18.5			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9867	8.8	0.8863	10.1			64	6
SUBSYSTEM TOTALS				693.5	-224.8	688.2	-547.9				1392.7				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 17:08
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2015

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	18.0	5.1	8.0	0.0	1.0100	18.5	0.9622	27.7			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	30.6	14.3	15.0	0.0	1.0100	33.4	0.9063	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.0	6.7	8.0	0.0	1.0100	18.1	0.9296	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	10.8	4.3	6.0	-6.0	1.0100	11.5	0.9280	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				76.4	30.4	37.0	-6.0				112.5				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 17:08
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0243	235.59	6001	PAN230	230.00	6	1.0144	233.32
6003	PANII230	230.00	6	1.0210	234.83	6005	CHO230	230.00	6	1.0058	231.34
6011	MDN230	230.00	6	1.0114	232.62	6014	PRO230	230.00	6	1.0220	235.06
6096	FOR230	230.00	6	1.0138	233.18	6100	BAY230	230.00	6	1.0245	235.63
6103	COP23O	230.00	6	1.0220	235.06	6105	PAM230	230.00	6	1.0058	231.34
6171	PAC230	230.00	6	1.0218	235.02	6178	EST230	230.00	6	1.0142	233.26
6179	GUA230	230.00	6	1.0143	233.28	6182	VEL230	230.00	6	1.0110	232.53
6260	CHA 230	230.00	6	1.0216	234.96	6263	ESP230	230.00	6	1.0203	234.67
6330	BAI230	230.00	6	1.0226	235.19	6340	CAN 230	230.00	6	1.0185	234.25
6360	GLA230	230.00	6	1.0163	233.76	6363	ZAM230	230.00	6	1.0184	234.24
6366	EVA230	230.00	6	1.0196	234.51	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0161	233.71
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0225	235.17	6430	ANTON230	230.00	6	1.0119	232.73
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0307	237.07	6590	24DIC230	230.00	6	1.0212	234.88
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0232	235.33	6690	DOM230	230.00	6	1.0307	237.06
6691	ALTO230	230.00	6	1.0320	237.37	6695	PANDO230	230.00	6	1.0299	236.88
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0301	236.93	6760	SBA230	230.00	6	1.0082	231.90
6840	BUR230	230.00	6	1.0214	234.93	6860	BBL230	230.00	6	1.0107	232.46

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6008	LSA230	230.00	6	0.9900	227.70	6240	LGU 230	230.00	6	0.9972	229.36
6790	SMA230	230.00	6	0.9908	227.88						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 17:08
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2015

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6012	MDN115	115.00	6	1.0072	115.83	6015	PRO115	115.00	6	1.0183	117.11
6087	CAL115	115.00	6	1.0087	116.00	6088	LES115	115.00	6	1.0097	116.12
6092	LVA115	115.00	6	1.0086	115.98	6123	MIR115	115.00	7	1.0099	116.14
6261	CHA 115	115.00	6	1.0126	116.45	6331	BAI115	115.00	6	1.0240	117.77
6332	BAM115	115.00	6	1.0246	117.83	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0183	117.11

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

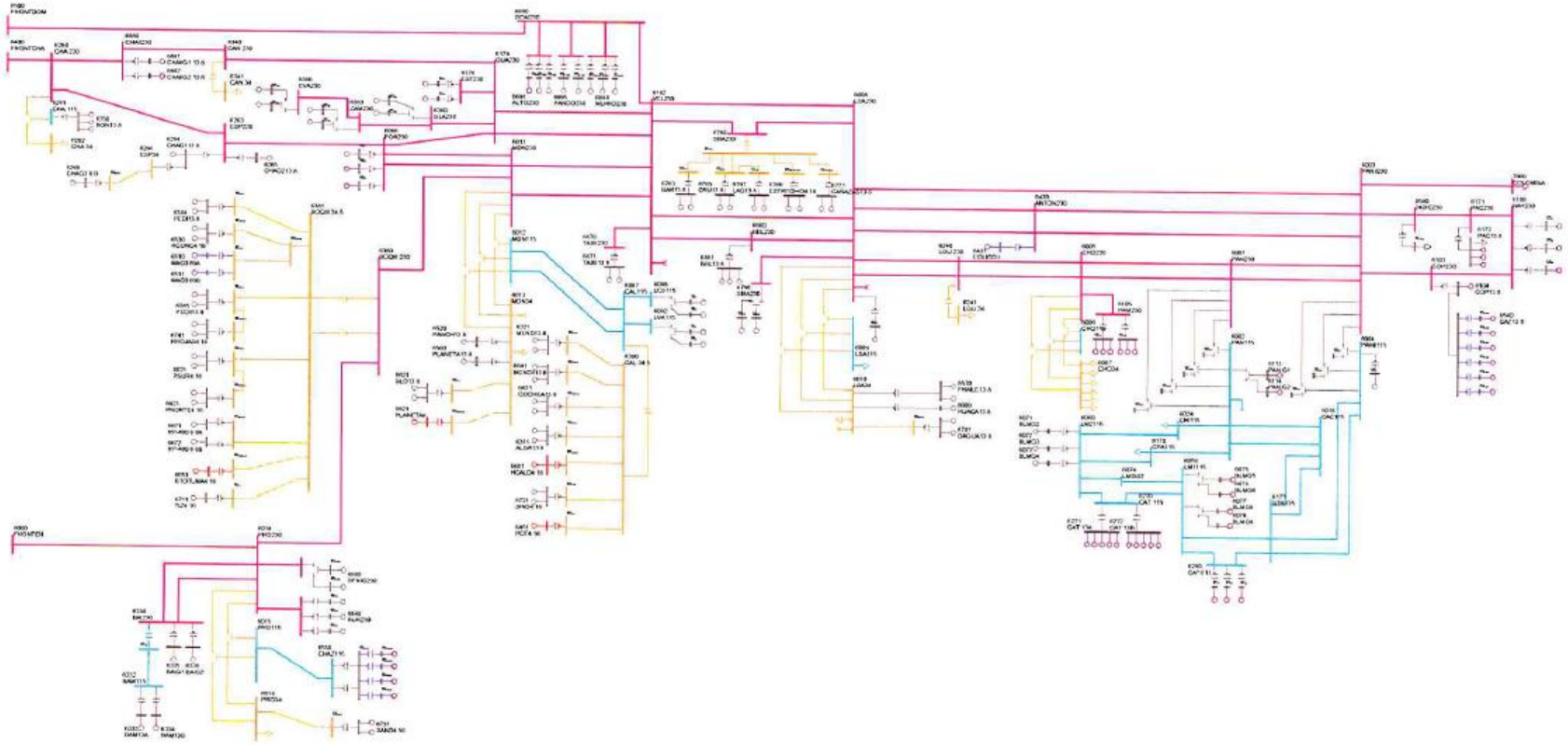
BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	0.9975	114.72	6004	PANII115	115.00	6	0.9947	114.39
6006	CHO115	115.00	6	0.9946	114.38	6009	LSA115	115.00	6	0.9948	114.40
6018	CAC115	115.00	6	0.9976	114.72	6019	CVI115A	115.00	6	0.9919	114.07
6024	CHI115	115.00	6	0.9914	114.01	6027	LOC115A	115.00	6	0.9935	114.25
6032	MAR115A	115.00	6	0.9924	114.13	6036	SMA115	115.00	6	0.9971	114.66
6040	SFR115	115.00	6	0.9919	114.06	6047	CLA115	115.00	6	0.9876	113.58
6055	MOS115B	115.00	6	0.9963	114.58	6057	TOC115	115.00	6	0.9932	114.22
6059	LM1115	115.00	6	0.9983	114.81	6060	LM2115	115.00	6	0.9984	114.81
6066	FFIELD	115.00	6	0.9981	114.78	6074	LMDIST	115.00	6	0.9983	114.81
6170	CPA115	115.00	6	0.9977	114.73	6173	STR115	115.00	6	0.9984	114.82
6174	PM115-1A	115.00	6	0.9984	114.81	6175	PM115-2A	115.00	6	0.9984	114.81
6210	TIN115	115.00	6	0.9952	114.45	6211	PM115-9	115.00	6	0.9958	114.51
6230	CBA115	115.00	6	0.9927	114.15	6270	CAT 115	115.00	6	0.9984	114.81
6280	GIR 115	115.00	6	0.9977	114.73	6290	CATII 11	115.00	6	0.9983	114.81
6350	PM115-8	115.00	6	0.9952	114.44	6580	LBO115	115.00	6	0.9915	114.03

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E THU, MAY 19 2011 17:08
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2015 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	555.1	758.5	0.0	0.0	0.0	0.0	11.4	-214.8	-214.8	-214.8
GUATEMAL	-6.4	99.0	379.5	0.0	0.0	617.5	155.3	-22.7	-22.7	
2	523.4	512.7	0.0	0.0	0.0	0.0	10.7	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	44.5	137.7	0.0	0.0	0.0	250.7	107.3	50.2	50.2	
3	559.3	545.5	0.0	0.0	0.0	0.0	13.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	-87.6	179.1	45.0	0.0	0.0	511.1	145.1	54.4	54.4	
4	316.5	304.3	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2	-0.1	-0.1	0.0
NICARAGU	-102.7	120.4	50.4	0.0	0.0	304.9	108.3	-77.0	-77.0	
5	763.6	750.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.6	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	1.8	309.9	0.0	0.0	0.0	570.0	201.5	60.4	60.4	
6	693.5	793.8	0.0	0.0	0.0	0.0	11.3	-111.7	-111.7	-112.0
PANAMA	-224.8	288.1	-57.5	0.0	0.0	500.4	175.8	-130.8	-130.8	
7	76.4	27.4	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	46.9	46.9	47.0
ACANAL	30.4	9.9	-15.5	0.0	0.0	0.0	10.5	25.6	25.6	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-279.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	279.7	279.7	279.7
COLOMBIA	0.0	-39.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.9	39.9	
COLUMN	3487.9	3412.5	0.0	0.0	0.0	0.0	75.3	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-344.8	1104.2	401.9	0.0	0.0	2754.7	903.7	0.0	0.0	

Año 2017

Demanda Máxima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 8:28
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	4.6	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9926	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	4.6	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9926	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	4.7	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9924	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.9	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9854	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.9	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9854	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.6	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9949	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.6	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9949	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	13.3	50.0	-50.0	1.0100	95.0	0.9904	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	65.8	17.0	30.0	-25.0	1.0200	66.6	0.9683	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	71.0	17.4	30.0	-25.0	1.0200	71.7	0.9712	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	10.8	29.0	-29.0	1.0000	58.0	0.9825	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	10.8	29.0	-29.0	1.0000	58.0	0.9825	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-7.8	52.4	-48.9	0.9900	100.9	0.9970	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-4.4	52.4	-48.9	0.9900	100.7	0.9990	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	10.6	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9754	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9754	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9923	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9923	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.3	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9989	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.3	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9989	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-10.3	14.0	-14.0	1.0000	43.4	0.9716	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-10.3	14.0	-14.0	1.0000	43.4	0.9716	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-1.2	7.8	-7.0	1.0000	12.1	0.9951	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-1.2	7.8	-7.0	1.0000	12.1	0.9951	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-4.8	7.8	-7.0	1.0000	16.7	0.9586	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-4.8	7.8	-7.0	1.0000	16.7	0.9586	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-6.5	8.0	-8.0	1.0000	27.4	0.9717	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-6.5	8.0	-8.0	1.0000	27.4	0.9717	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	2.3	4.9	-4.9	1.0100	9.7	0.9717	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	2.3	4.9	-4.9	1.0100	9.7	0.9717	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.2	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9996	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.2	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9996	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0173	59.9	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0079	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0079	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9596	5.4	0.9216	6.2			64	6

6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9745	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9745	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9596	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9770	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9770	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9770	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9837	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9837	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.6	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9487	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.6	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9487	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.8	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9913	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.8	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9913	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9999	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9999	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9699	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0227	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9965	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9965	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0075	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0075	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	20.3	4.2	9.9	-9.9	1.0100	20.6	0.9793	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	20.3	-9.5	9.9	-9.9	1.0000	22.5	0.9058	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	5.2	12.8	-8.3	1.0100	16.5	0.9502	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	5.2	12.8	-8.3	1.0100	16.5	0.9502	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	5.4	12.8	-8.3	1.0100	16.5	0.9466	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	5.4	12.8	-8.3	1.0100	16.5	0.9466	18.5	64 6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	5.4	12.8	-8.3	1.0100	16.5	0.9466	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.3	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9593	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0212	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0212	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0000	4.8	0.8892	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0000	4.8	0.8892	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.3	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9544	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.3	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9544	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.0	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9205	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.0	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9205	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9524	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9524	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9753	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9753	5.8	63 6

6769	ESTRECHO4.164.2000	G1	4.9	1.3	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9660	5.6			63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000	G2	4.9	1.3	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9660	5.6			63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G1	2.8	1.1	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9292	3.3			63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800 G2	2.8	1.1	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9292	3.3			63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G1	3.1	-0.4	1.6	-1.6	1.0000	3.1	0.9914	3.6			63	6
6781	OAGUA13.8	13.800 G2	3.1	-0.4	1.6	-1.6	1.0000	3.1	0.9914	3.6			63	6
6791	SMA13A	13.800 G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2			63	6
6792	SMA13B	13.800 G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2			63	6
6810	SVC-LV	13.200 1	0.0	275.2	300.0	-225.0	1.0618	259.2	0.0000	300.0			63	6
6821	PLANETAII	4.1600 G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0055	4.0	0.8892	4.1			64	6
6831	SLO13.8	13.800 G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9870	4.5	0.8892	4.7			64	6
6831	SLO13.8	13.800 G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9870	4.5	0.8892	4.7			64	6
6841	BUR13A	13.800 G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9993	17.8	0.8892	18.5			64	6
6842	BUR13B	13.800 G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9993	17.8	0.8892	18.5			64	6
6843	BUR13C	13.800 G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9993	17.8	0.8892	18.5			64	6
6851	POT4.16	4.1600 G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0227	4.0	0.8678	4.6			64	6
6861	BBL13.8	13.800 G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9743	9.7	0.9059	10.1			64	6
6861	BBL13.8	13.800 G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9743	9.7	0.9059	10.1			64	6
6861	BBL13.8	13.800 G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9743	2.0	0.9058	2.1			64	6
6871	TABII13.8	13.800 G1	16.4	1.1	9.0	-9.0	1.0000	16.4	0.9976	20.5			64	6
6871	TABII13.8	13.800 G2	16.4	1.1	9.0	-9.0	1.0000	16.4	0.9976	20.5			64	6
6881	CHAIIG1 13.81	3.800 G1	101.7	9.6	52.3	-52.3	1.0100	101.1	0.9956	118.9			64	6
6900	SVC-LV	13.200 1	0.0	200.2	300.0	-225.0	1.0541	189.9	0.0000	300.0			61	6
SUBSYSTEM TOTALS			1747.0	558.1	1431.8	-1162.9				2867.2				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 8:28
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.4	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9997	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	7.8	11.0	0.0	1.0100	22.1	0.9367	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	9.5	15.0	0.0	1.0100	29.2	0.9469	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	1.0	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9984	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.4	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9995	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.4	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9995	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				117.3	19.7	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 8:28
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0185	234.25	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0100	232.30	6014	PRO230	230.00	6	1.0166	233.81
6096	FOR230	230.00	6	1.0009	230.21	6100	BAY230	230.00	6	1.0272	236.25
6103	COP23O	230.00	6	1.0131	233.00	6171	PAC230	230.00	6	1.0141	233.25
6260	CHA 230	230.00	6	1.0123	232.83	6263	ESP230	230.00	6	1.0108	232.48
6330	BAI230	230.00	6	1.0155	233.56	6340	CAN 230	230.00	6	1.0024	230.55
6360	GLA230	230.00	6	1.0018	230.42	6363	ZAM230	230.00	6	1.0069	231.59
6366	EVA230	230.00	6	1.0097	232.24	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0084	231.94
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0132	233.03	6430	ANTON230	230.00	6	1.0183	234.22
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0290	236.66	6590	24DIC230	230.00	6	1.0117	232.69
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0192	234.42	6690	DOM230	230.00	6	1.0299	236.89
6691	ALTO230	230.00	6	1.0322	237.42	6695	PANDO230	230.00	6	1.0325	237.48
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0324	237.45	6790	SMA230	230.00	6	1.0109	232.51
6840	BUR230	230.00	6	1.0199	234.59	6880	CHAII230	230.00	6	1.0123	232.82

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9937	228.56	6005	CHO230	230.00	6	0.9819	225.83
6011	MDN230	230.00	6	1.0000	229.99	6105	PAM230	230.00	6	0.9819	225.83
6178	EST230	230.00	6	0.9967	229.23	6179	GUA230	230.00	6	0.9968	229.26
6182	VEL230	230.00	6	0.9967	229.23	6240	LGU 230	230.00	6	0.9924	228.26
6760	SBA230	230.00	6	0.9989	229.74	6860	BBL230	230.00	6	0.9972	229.36
6870	TABII230	230.00	6	0.9976	229.44						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 8:28
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0225	117.58	6004	PANII115	115.00	6	1.0161	116.86
6009	LSA115	115.00	6	1.0243	117.80	6012	MDN115	115.00	6	1.0077	115.89
6015	PRO115	115.00	6	1.0113	116.30	6018	CAC115	115.00	6	1.0219	117.52
6019	CVI115A	115.00	6	1.0097	116.12	6024	CHI115	115.00	6	1.0089	116.02
6027	LOC115A	115.00	6	1.0128	116.47	6032	MAR115A	115.00	6	1.0101	116.17
6036	SMA115	115.00	6	1.0213	117.45	6040	SFR115	115.00	6	1.0088	116.01
6047	CLA115	115.00	6	1.0038	115.43	6055	MOS115B	115.00	6	1.0196	117.26
6057	TOC115	115.00	6	1.0134	116.54	6059	LM1115	115.00	6	1.0131	116.51
6060	LM2115	115.00	6	1.0133	116.53	6066	FFIELD	115.00	6	1.0063	115.73
6074	LMDIST	115.00	6	1.0132	116.52	6087	CAL115	115.00	6	1.0121	116.39
6088	LES115	115.00	6	1.0148	116.70	6092	LVA115	115.00	6	1.0122	116.40
6123	MIR115	115.00	7	1.0322	118.70	6170	CPA115	115.00	6	1.0153	116.76
6173	STR115	115.00	6	1.0150	116.72	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0185	117.13
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0185	117.13	6210	TIN115	115.00	6	1.0181	117.09
6211	PM115-9	115.00	6	1.0189	117.17	6230	CBA115	115.00	6	1.0110	116.27
6261	CHA 115	115.00	6	1.0048	115.56	6270	CAT 115	115.00	6	1.0132	116.52
6280	GIR 115	115.00	6	1.0153	116.76	6290	CATII 11	115.00	6	1.0133	116.53
6331	BAI115	115.00	6	1.0025	115.29	6332	BAM115	115.00	6	1.0055	115.64
6350	PM115-8	115.00	6	1.0163	116.87	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0113	116.30
6580	LBO115	115.00	6	1.0092	116.06						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

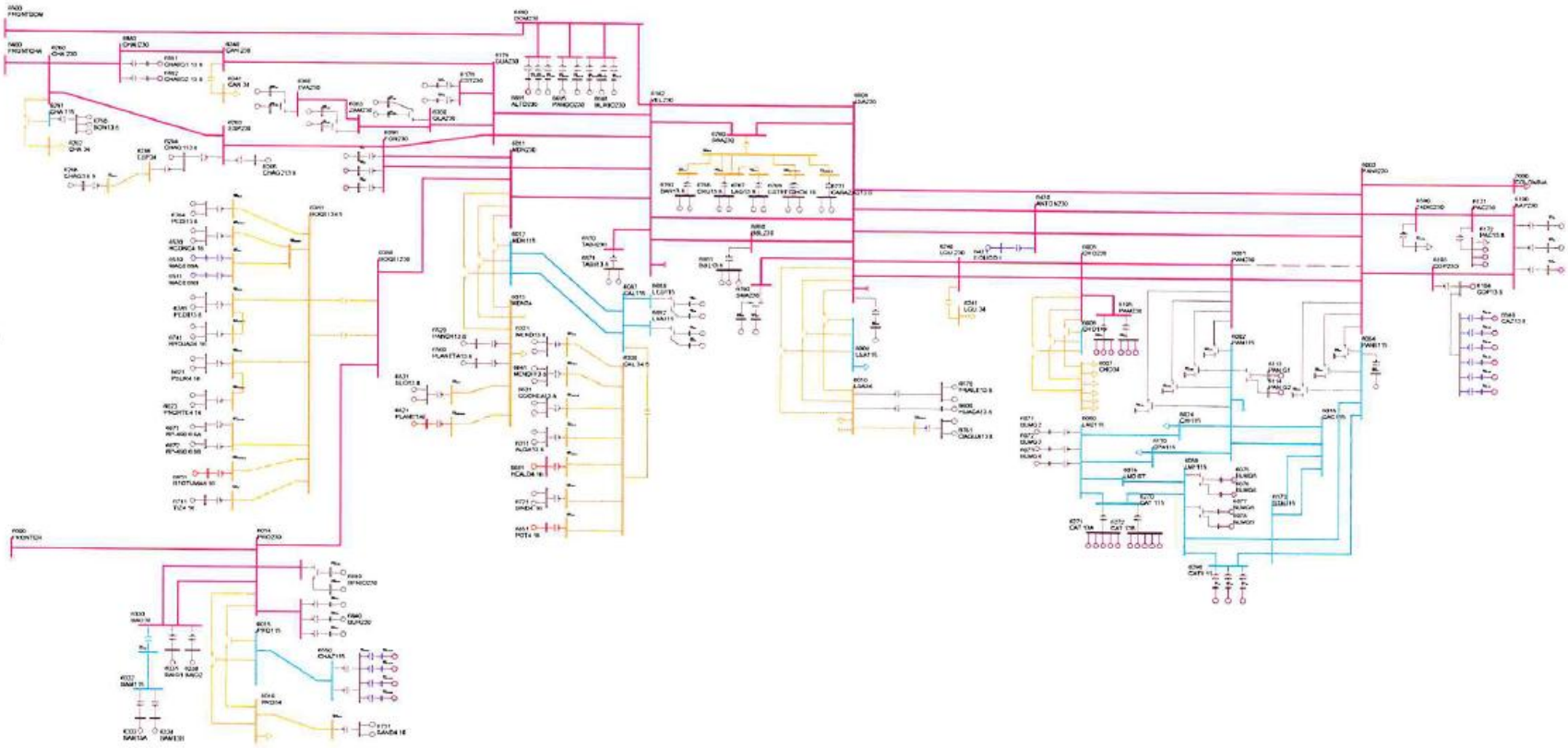
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9647	110.94						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 20 2011   8:28
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.0    62.5    95.9    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.0    54.0    98.1    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 20 2011   8:28
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 8:28
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	953.0	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.7	-249.1	-249.1	-249.1
GUATEMAL	226.3	340.6	221.2	0.0	0.0	605.1	260.4	9.2	9.2	
2	1140.7	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.7	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	291.4	367.1	-181.3	0.0	0.0	241.8	315.1	32.2	32.2	
3	1237.6	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	32.4	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	380.3	395.2	-20.4	0.0	0.0	471.1	442.8	33.6	33.6	
4	477.4	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-28.1	181.0	-12.8	0.0	0.0	290.3	169.4	-75.4	-75.4	
5	1519.7	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	30.1	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	248.4	558.4	-226.8	0.0	0.0	556.6	425.9	47.5	47.5	
6	1747.0	1598.2	0.0	0.0	0.0	0.0	114.4	34.4	34.4	34.2
PANAMA	558.1	280.0	-211.0	0.0	0.0	560.9	1127.7	-77.6	-77.6	
7	117.3	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	60.0	60.0	60.0
ACANAL	19.7	9.3	-15.9	0.0	0.0	0.0	17.9	8.3	8.3	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-154.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	154.9	154.9	154.9
COLOMBIA	0.0	-22.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.1	22.1	
COLUMN	7192.6	6933.9	0.0	0.0	0.0	0.0	258.6	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1696.0	2109.6	-447.0	0.0	0.0	2725.8	2759.3	0.0	0.0	

Contingencia 1: Panamá – Panamá II



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 8:54
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT1

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	7.5	15.0	0.0	1.0200	38.0	0.9813	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	7.5	15.0	0.0	1.0200	38.0	0.9813	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	7.7	15.0	0.0	1.0200	38.0	0.9801	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	3.9	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9854	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	3.9	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9854	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.6	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9949	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.6	12.0	-5.0	1.0000	26.2	0.9949	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	13.3	50.0	-50.0	1.0100	95.0	0.9904	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	68.9	17.2	30.0	-25.0	1.0200	69.6	0.9702	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	71.0	17.4	30.0	-25.0	1.0200	71.6	0.9713	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	10.8	29.0	-29.0	1.0000	58.0	0.9825	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	10.8	29.0	-29.0	1.0000	58.0	0.9825	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-7.8	52.4	-48.9	0.9900	100.9	0.9970	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-4.4	52.4	-48.9	0.9900	100.7	0.9990	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	10.6	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9754	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9754	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9923	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9923	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.3	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9989	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.3	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9989	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-10.3	14.0	-14.0	1.0000	43.4	0.9716	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-10.3	14.0	-14.0	1.0000	43.4	0.9716	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-1.2	7.8	-7.0	1.0000	12.1	0.9951	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-1.2	7.8	-7.0	1.0000	12.1	0.9951	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-4.8	7.8	-7.0	1.0000	16.7	0.9586	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-4.8	7.8	-7.0	1.0000	16.7	0.9586	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-6.5	8.0	-8.0	1.0000	27.4	0.9717	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-6.5	8.0	-8.0	1.0000	27.4	0.9717	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	2.3	4.9	-4.9	1.0100	9.7	0.9717	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	2.3	4.9	-4.9	1.0100	9.7	0.9717	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.2	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9996	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.2	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9996	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0177	59.9	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0079	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0079	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9596	5.4	0.9216	6.2			64	6

6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9745	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9745	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9596	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9770	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9770	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9770	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9837	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9837	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.6	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9487	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.6	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9487	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.8	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9913	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.8	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9913	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9999	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9999	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.2	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9699	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0227	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9965	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9965	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0075	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0075	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	20.3	4.2	9.9	-9.9	1.0100	20.6	0.9793	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	20.3	-9.5	9.9	-9.9	1.0000	22.5	0.9058	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	5.2	12.8	-8.3	1.0100	16.5	0.9502	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	5.2	12.8	-8.3	1.0100	16.5	0.9502	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	5.4	12.8	-8.3	1.0100	16.5	0.9466	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	5.4	12.8	-8.3	1.0100	16.5	0.9466	18.5	64 6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	5.4	12.8	-8.3	1.0100	16.5	0.9466	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.3	2.3	-2.3	1.0000	4.6	0.9593	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0212	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0212	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0000	4.8	0.8892	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0000	4.8	0.8892	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.3	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9544	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.3	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9544	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.0	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9205	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.0	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9205	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9524	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9524	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9753	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9753	5.8	63 6

6769	ESTRECHO4.164.2000	G1	4.9	1.3	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9660	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000	G2	4.9	1.3	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9660	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8 13.800	G1	2.8	1.1	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9292	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8 13.800	G2	2.8	1.1	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9292	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8 13.800	G1	3.1	-0.4	1.6	-1.6	1.0000	3.1	0.9914	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8 13.800	G2	3.1	-0.4	1.6	-1.6	1.0000	3.1	0.9914	3.6		63	6
6791	SMA13A 13.800	G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2		63	6
6792	SMA13B 13.800	G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2		63	6
6810	SVC-LV 13.200	1	0.0	293.1	300.0	-225.0	1.0650	275.2	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII 4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0055	4.0	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8 13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9870	4.5	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8 13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9870	4.5	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A 13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9993	17.8	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B 13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9993	17.8	0.8892	18.5		64	6
6843	BUR13C 13.800	G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9993	17.8	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16 4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0227	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8 13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9743	9.7	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8 13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9743	9.7	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8 13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9743	2.0	0.9058	2.1		64	6
6871	TABII13.8 13.800	G1	16.4	1.1	9.0	-9.0	1.0000	16.4	0.9976	20.5		64	6
6871	TABII13.8 13.800	G2	16.4	1.1	9.0	-9.0	1.0000	16.4	0.9976	20.5		64	6
6881	CHAIIG1 13.813.800	G1	101.7	9.6	52.3	-52.3	1.0100	101.1	0.9956	118.9		64	6
6900	SVC-LV 13.200	1	0.0	192.6	300.0	-225.0	1.0494	183.6	0.0000	300.0		61	6
SUBSYSTEM TOTALS			1750.1	577.2	1431.8	-1162.9				2867.2			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 8:54
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT1

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	1.6	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9955	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	8.8	11.0	0.0	1.0100	22.5	0.9212	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	10.8	15.0	0.0	1.0100	29.7	0.9332	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	2.4	8.0	0.0	1.0100	17.1	0.9902	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.6	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9988	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.6	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9987	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.6	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9987	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				117.3	25.4	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 8:54
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT1

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0185	234.25	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0100	232.30	6014	PRO230	230.00	6	1.0166	233.81
6096	FOR230	230.00	6	1.0009	230.21	6100	BAY230	230.00	6	1.0272	236.26
6103	COP23O	230.00	6	1.0131	233.00	6171	PAC230	230.00	6	1.0141	233.25
6260	CHA 230	230.00	6	1.0123	232.83	6263	ESP230	230.00	6	1.0108	232.48
6330	BAI230	230.00	6	1.0155	233.56	6340	CAN 230	230.00	6	1.0024	230.55
6360	GLA230	230.00	6	1.0018	230.42	6363	ZAM230	230.00	6	1.0069	231.59
6366	EVA230	230.00	6	1.0097	232.24	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0084	231.94
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0132	233.03	6430	ANTON230	230.00	6	1.0187	234.31
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0290	236.66	6590	24DIC230	230.00	6	1.0117	232.69
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0192	234.42	6690	DOM230	230.00	6	1.0299	236.89
6691	ALTO230	230.00	6	1.0322	237.42	6695	PANDO230	230.00	6	1.0325	237.48
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0324	237.45	6790	SMA230	230.00	6	1.0109	232.51
6840	BUR230	230.00	6	1.0199	234.59	6880	CHAII230	230.00	6	1.0123	232.82

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9809	225.61	6005	CHO230	230.00	6	0.9710	223.33
6011	MDN230	230.00	6	1.0000	229.99	6105	PAM230	230.00	6	0.9710	223.33
6178	EST230	230.00	6	0.9967	229.23	6179	GUA230	230.00	6	0.9968	229.26
6182	VEL230	230.00	6	0.9967	229.23	6240	LGU 230	230.00	6	0.9874	227.10
6760	SBA230	230.00	6	0.9989	229.74	6860	BBL230	230.00	6	0.9972	229.36
6870	TABII230	230.00	6	0.9976	229.44						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 8:54
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT1

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0107	116.23	6004	PANII115	115.00	6	1.0126	116.45
6009	LSA115	115.00	6	1.0243	117.80	6012	MDN115	115.00	6	1.0077	115.89
6015	PRO115	115.00	6	1.0113	116.30	6018	CAC115	115.00	6	1.0103	116.18
6019	CVI115A	115.00	6	1.0037	115.42	6027	LOC115A	115.00	6	1.0015	115.18
6036	SMA115	115.00	6	1.0095	116.09	6055	MOS115B	115.00	6	1.0077	115.89
6057	TOC115	115.00	6	1.0099	116.13	6059	LM1115	115.00	6	1.0070	115.80
6060	LM2115	115.00	6	1.0071	115.82	6066	FFIELD	115.00	6	1.0004	115.05
6074	LMDIST	115.00	6	1.0071	115.81	6087	CAL115	115.00	6	1.0121	116.39
6088	LES115	115.00	6	1.0148	116.70	6092	LVA115	115.00	6	1.0122	116.40
6123	MIR115	115.00	7	1.0221	117.55	6170	CPA115	115.00	6	1.0075	115.86
6173	STR115	115.00	6	1.0085	115.98	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0098	116.13
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0098	116.13	6210	TIN115	115.00	6	1.0062	115.72
6211	PM115-9	115.00	6	1.0069	115.80	6261	CHA 115	115.00	6	1.0048	115.56
6270	CAT 115	115.00	6	1.0071	115.81	6280	GIR 115	115.00	6	1.0075	115.86
6290	CATII 11	115.00	6	1.0071	115.82	6331	BAI115	115.00	6	1.0025	115.29
6332	BAM115	115.00	6	1.0055	115.64	6350	PM115-8	115.00	6	1.0046	115.53
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0113	116.30	6580	LBO115	115.00	6	1.0031	115.36

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

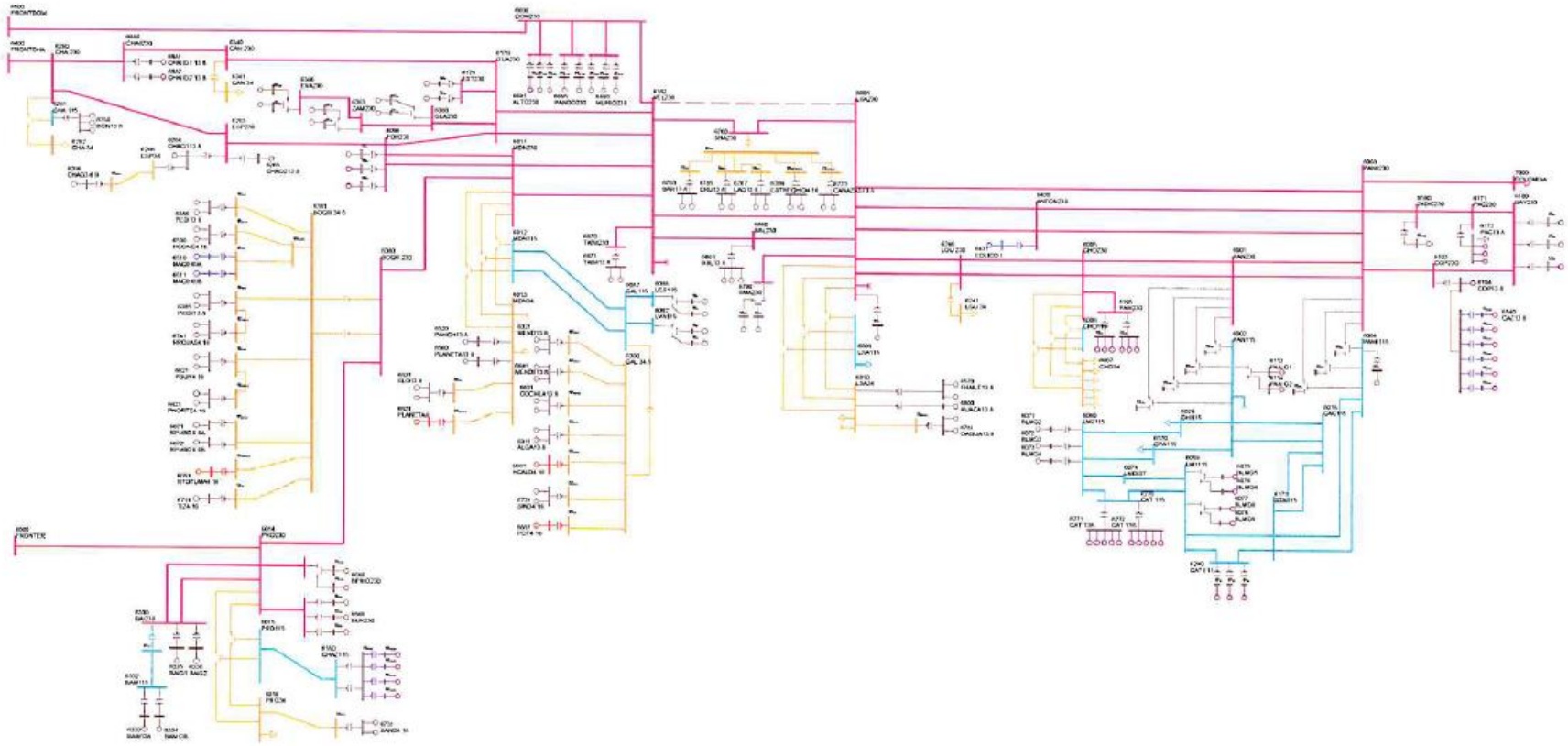
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9535	109.65	6024	CHI115	115.00	6	0.9993	114.92
6032	MAR115A	115.00	6	0.9985	114.83	6040	SFR115	115.00	6	0.9983	114.80
6047	CLA115	115.00	6	0.9941	114.32	6230	CBA115	115.00	6	1.0000	115.00

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 20 2011   8:54
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT1
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6001 PAN230      230.00*    6   6003 PANII230    230.00     6  2B   428.2   350.0   122.3   450.0    95.2    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.0    62.5    95.9    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    53.0    54.0    98.1    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 20 2011   8:54
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT1
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 8:54
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT1 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	953.0	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.7	-249.1	-249.1	-249.1
GUATEMAL	226.3	340.6	221.2	0.0	0.0	605.1	260.4	9.2	9.2	
2	1140.7	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.7	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	291.4	367.1	-181.3	0.0	0.0	241.8	315.1	32.2	32.2	
3	1237.6	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	32.4	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	380.3	395.2	-20.4	0.0	0.0	471.1	442.8	33.6	33.6	
4	477.4	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-28.1	181.0	-12.8	0.0	0.0	290.3	169.4	-75.4	-75.4	
5	1519.7	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	30.1	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	248.4	558.4	-226.8	0.0	0.0	556.6	425.9	47.5	47.5	
6	1750.1	1598.2	0.0	0.0	0.0	0.0	117.4	34.5	34.5	34.2
PANAMA	577.2	280.0	-206.6	0.0	0.0	557.0	1143.5	-82.7	-82.7	
7	117.3	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	59.9	59.9	60.0
ACANAL	25.4	9.3	-15.8	0.0	0.0	0.0	18.4	13.5	13.5	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-154.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	154.9	154.9	154.9
COLOMBIA	0.0	-22.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.1	22.1	
COLUMN	7195.7	6933.9	0.0	0.0	0.0	0.0	261.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1720.8	2109.6	-442.4	0.0	0.0	2721.9	2775.6	0.0	0.0	

Contingencia 21: Llano Sánchez – Veladero (230-15)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT21

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	4.2	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9938	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	4.2	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9938	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	4.3	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9936	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.5	12.0	-5.0	1.0000	22.9	0.9801	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.5	12.0	-5.0	1.0000	22.9	0.9801	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-1.9	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9973	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-1.9	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9973	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	17.4	50.0	-50.0	1.0100	95.6	0.9836	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	78.0	17.8	30.0	-25.0	1.0200	78.4	0.9748	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	78.0	17.8	30.0	-25.0	1.0200	78.4	0.9748	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.6	29.0	-29.0	1.0000	58.2	0.9798	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.6	29.0	-29.0	1.0000	58.2	0.9798	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-6.4	52.4	-48.9	0.9900	100.8	0.9979	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-3.0	52.4	-48.9	0.9900	100.7	0.9995	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	10.6	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9745	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9745	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9919	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9919	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9986	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9986	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-9.0	14.0	-14.0	1.0000	43.1	0.9778	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-9.0	14.0	-14.0	1.0000	43.1	0.9778	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	1.7	7.8	-7.0	1.0000	12.2	0.9896	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	1.7	7.8	-7.0	1.0000	12.2	0.9896	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-2.1	7.8	-7.0	1.0000	16.2	0.9912	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-2.1	7.8	-7.0	1.0000	16.2	0.9912	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-4.0	8.0	-8.0	1.0000	26.9	0.9890	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-4.0	8.0	-8.0	1.0000	26.9	0.9890	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	2.5	4.9	-4.9	1.0100	9.7	0.9682	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	2.5	4.9	-4.9	1.0100	9.7	0.9682	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9989	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9989	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0123	60.2	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0073	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0073	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9556	5.4	0.9216	6.2			64	6

6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9821	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9821	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9556	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9722	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9722	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9721	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9902	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9902	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9570	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9570	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.6	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9951	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.6	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9951	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.2	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9985	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.2	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9985	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.7	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9404	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0223	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9964	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9964	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0054	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0054	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	20.3	5.6	9.9	-9.9	1.0100	20.9	0.9642	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	20.3	-8.1	9.9	-9.9	1.0000	21.9	0.9284	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	6.5	12.8	-8.3	1.0100	16.9	0.9248	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	6.5	12.8	-8.3	1.0100	16.9	0.9248	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	6.7	12.8	-8.3	1.0100	17.0	0.9205	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	6.7	12.8	-8.3	1.0100	17.0	0.9205	18.5	64 6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	6.7	12.8	-8.3	1.0100	17.0	0.9205	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.8	2.3	-2.3	1.0000	4.8	0.9241	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0208	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0208	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.9	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9164	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.9	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9164	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9600	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9600	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.9	4.0	-4.0	1.0000	8.2	0.8785	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.9	4.0	-4.0	1.0000	8.2	0.8785	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	2.0	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9192	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	2.0	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9192	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9515	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9515	5.8	63 6

6769	ESTRECHO4.164.2000	G1	4.9	1.8	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.9391	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000	G2	4.9	1.8	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.9391	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8 13.800	G1	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9983	3.2	0.8885	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8 13.800	G2	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9983	3.2	0.8885	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8 13.800	G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9985	3.5	0.8897	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8 13.800	G2	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9985	3.5	0.8897	3.6		63	6
6791	SMA13A 13.800	G1	12.2	-0.7	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9985	14.2		63	6
6792	SMA13B 13.800	G2	12.2	-0.7	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9985	14.2		63	6
6810	SVC-LV 13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0566	283.9	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII 4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0013	4.0	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8 13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9830	4.6	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8 13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9830	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A 13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9974	17.9	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B 13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9974	17.9	0.8892	18.5		64	6
6843	BUR13C 13.800	G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9974	17.9	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16 4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0223	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8 13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9599	9.9	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8 13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9599	9.9	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8 13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9599	2.1	0.9058	2.1		64	6
6871	TABII13.8 13.800	G1	16.4	3.9	9.0	-9.0	1.0000	16.8	0.9733	20.5		64	6
6871	TABII13.8 13.800	G2	16.4	3.9	9.0	-9.0	1.0000	16.8	0.9733	20.5		64	6
6881	CHAIIG1 13.813.800	G1	101.7	11.1	52.3	-52.3	1.0100	101.2	0.9941	118.9		64	6
6900	SVC-LV 13.200	1	0.0	231.5	300.0	-225.0	1.0633	217.7	0.0000	300.0		61	6
SUBSYSTEM TOTALS			1766.1	686.0	1431.8	-1162.9				2867.2			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT21

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.4	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9998	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	7.8	11.0	0.0	1.0100	22.1	0.9372	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	9.5	15.0	0.0	1.0100	29.2	0.9473	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.9	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9986	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9995	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9995	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				117.3	19.5	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0167	233.83	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6014	PRO230	230.00	6	1.0146	233.35	6100	BAY230	230.00	6	1.0275	236.32
6103	COP23O	230.00	6	1.0131	233.01	6171	PAC230	230.00	6	1.0142	233.26
6260	CHA 230	230.00	6	1.0106	232.43	6263	ESP230	230.00	6	1.0090	232.06
6330	BAI230	230.00	6	1.0138	233.17	6363	ZAM230	230.00	6	1.0032	230.75
6366	EVA230	230.00	6	1.0062	231.44	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0050	231.15
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0116	232.67	6430	ANTON230	230.00	6	1.0133	233.06
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0278	236.40	6590	24DIC230	230.00	6	1.0117	232.69
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0173	233.97	6690	DOM230	230.00	6	1.0288	236.63
6691	ALTO230	230.00	6	1.0312	237.18	6695	PANDO230	230.00	6	1.0318	237.32
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0317	237.29	6790	SMA230	230.00	6	1.0011	230.25
6840	BUR230	230.00	6	1.0180	234.13	6880	CHAII230	230.00	6	1.0103	232.37

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9934	228.49	6005	CHO230	230.00	6	0.9795	225.29
6008	LSA230	230.00	6	0.9998	229.96	6011	MDN230	230.00	6	0.9944	228.71
6096	FOR230	230.00	6	0.9964	229.17	6105	PAM230	230.00	6	0.9795	225.29
6178	EST230	230.00	6	0.9920	228.17	6179	GUA230	230.00	6	0.9921	228.19
6182	VEL230	230.00	6	0.9839	226.31	6240	LGU 230	230.00	6	0.9856	226.70
6340	CAN 230	230.00	6	0.9988	229.73	6360	GLA230	230.00	6	0.9977	229.47
6760	SBA230	230.00	6	0.9808	225.59	6860	BBL230	230.00	6	0.9824	225.94
6870	TABII230	230.00	6	0.9855	226.66						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0227	117.61	6004	PANII115	115.00	6	1.0197	117.27
6009	LSA115	115.00	6	1.0154	116.77	6012	MDN115	115.00	6	1.0035	115.41
6015	PRO115	115.00	6	1.0097	116.12	6018	CAC115	115.00	6	1.0222	117.55
6019	CVI115A	115.00	6	1.0124	116.43	6024	CHI115	115.00	6	1.0094	116.08
6027	LOC115A	115.00	6	1.0134	116.54	6032	MAR115A	115.00	6	1.0106	116.22
6036	SMA115	115.00	6	1.0216	117.48	6040	SFR115	115.00	6	1.0097	116.12
6047	CLA115	115.00	6	1.0043	115.49	6055	MOS115B	115.00	6	1.0199	117.29
6057	TOC115	115.00	6	1.0170	116.95	6059	LM1115	115.00	6	1.0140	116.61
6060	LM2115	115.00	6	1.0141	116.63	6066	FFIELD	115.00	6	1.0072	115.83
6074	LMDIST	115.00	6	1.0141	116.62	6087	CAL115	115.00	6	1.0096	116.11
6088	LES115	115.00	6	1.0126	116.45	6092	LVA115	115.00	6	1.0098	116.13
6123	MIR115	115.00	7	1.0324	118.73	6170	CPA115	115.00	6	1.0160	116.84
6173	STR115	115.00	6	1.0161	116.85	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0192	117.21
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0192	117.21	6210	TIN115	115.00	6	1.0184	117.12
6211	PM115-9	115.00	6	1.0191	117.20	6230	CBA115	115.00	6	1.0117	116.35
6261	CHA 115	115.00	6	1.0036	115.41	6270	CAT 115	115.00	6	1.0141	116.62
6280	GIR 115	115.00	6	1.0160	116.84	6290	CATII 11	115.00	6	1.0142	116.63
6331	BAI115	115.00	6	1.0012	115.14	6332	BAM115	115.00	6	1.0045	115.52
6350	PM115-8	115.00	6	1.0167	116.92	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0097	116.12
6580	LBO115	115.00	6	1.0119	116.37						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

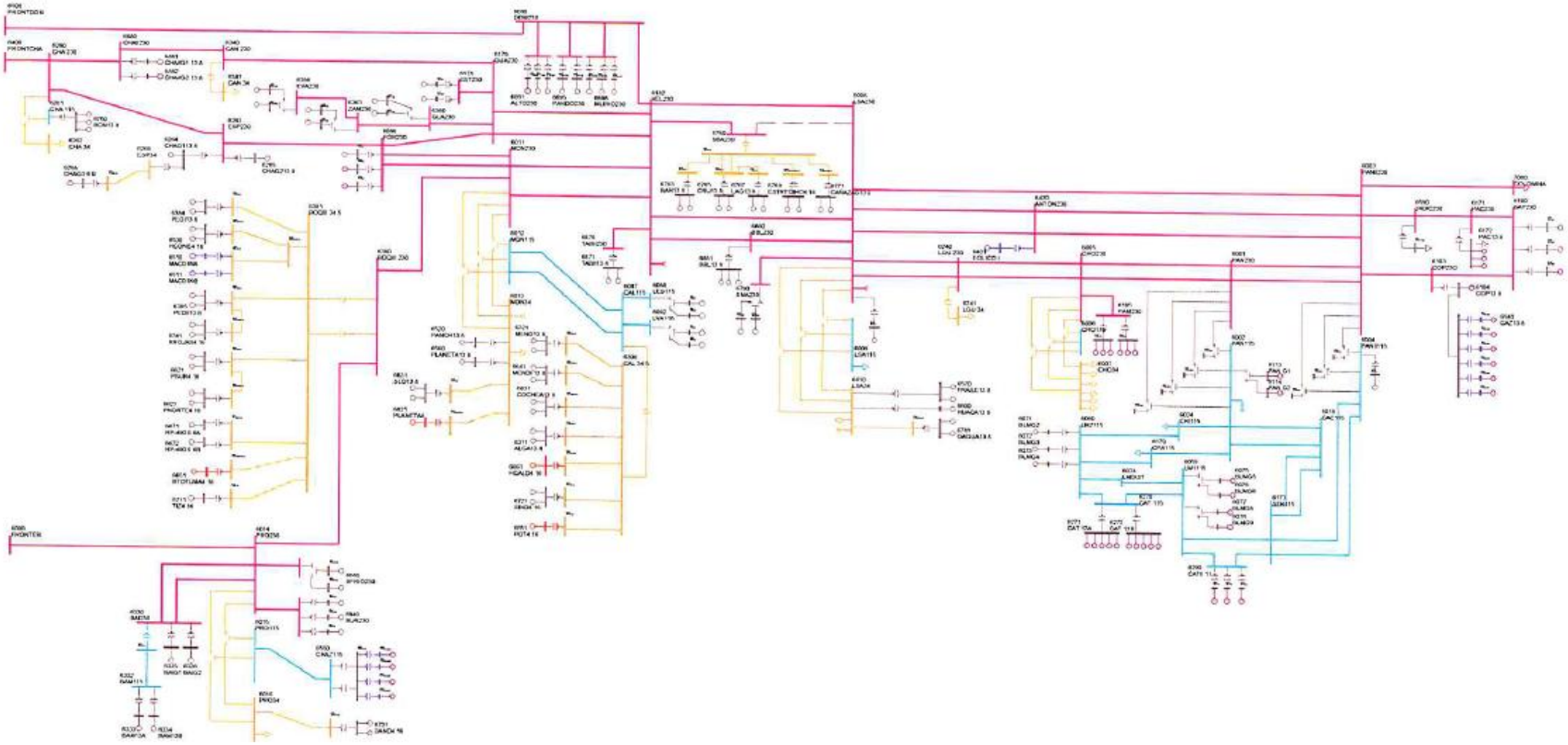
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9623	110.66						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 20 2011   9:05
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT21
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6008 LSA230      230.00     6   6760 SBA230      230.00*    6  4A   370.4   314.0   118.0   450.0    82.3    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    59.8    62.5    95.7    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.7    54.0    97.6    --      --      --      --
   6182 VEL230      230.00*    6   6760 SBA230      230.00     6  4B   323.8   314.0   103.1   450.0    72.0    --      --

--------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 20 2011   9:05
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT21
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                  * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:05
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT21 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	953.0	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.7	-249.1	-249.1	-249.1
GUATEMAL	226.3	340.6	221.2	0.0	0.0	605.1	260.4	9.2	9.2	
2	1140.7	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.7	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	291.4	367.1	-181.3	0.0	0.0	241.8	315.1	32.2	32.2	
3	1237.6	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	32.4	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	380.3	395.2	-20.4	0.0	0.0	471.1	442.8	33.6	33.6	
4	477.4	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-28.0	181.0	-12.8	0.0	0.0	290.3	169.4	-75.3	-75.3	
5	1519.7	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	30.1	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	251.6	558.4	-226.7	0.0	0.0	556.3	426.3	49.9	49.9	
6	1766.1	1598.2	0.0	0.0	0.0	0.0	133.5	34.4	34.4	34.2
PANAMA	686.0	280.0	-211.4	0.0	0.0	534.9	1232.2	-79.9	-79.9	
7	117.3	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	60.0	60.0	60.0
ACANAL	19.5	9.3	-15.9	0.0	0.0	0.0	17.9	8.2	8.2	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-154.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	154.9	154.9	154.9
COLOMBIA	0.0	-22.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.1	22.1	
COLUMN	7211.7	6933.9	0.0	0.0	0.0	0.0	277.8	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1827.1	2109.6	-447.2	0.0	0.0	2699.4	2864.1	0.0	0.0	

Contingencia 22: Llano Sánchez – San Bartolo (230-4A)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT22

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	4.2	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9940	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	4.2	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9940	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	4.2	15.0	0.0	1.0200	37.5	0.9939	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.6	12.0	-5.0	1.0000	22.9	0.9798	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.6	12.0	-5.0	1.0000	22.9	0.9798	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-1.9	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9974	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-1.9	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9974	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	17.7	50.0	-50.0	1.0100	95.7	0.9831	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	79.2	17.9	30.0	-25.0	1.0200	79.6	0.9753	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	79.2	17.9	30.0	-25.0	1.0200	79.6	0.9753	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.7	29.0	-29.0	1.0000	58.2	0.9797	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.7	29.0	-29.0	1.0000	58.2	0.9797	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-6.4	52.4	-48.9	0.9900	100.8	0.9980	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-3.0	52.4	-48.9	0.9900	100.7	0.9996	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	10.6	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9745	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9745	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9919	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9919	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9986	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.4	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9986	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-9.0	14.0	-14.0	1.0000	43.1	0.9782	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-9.0	14.0	-14.0	1.0000	43.1	0.9782	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	1.9	7.8	-7.0	1.0000	12.2	0.9876	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	1.9	7.8	-7.0	1.0000	12.2	0.9876	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-2.0	7.8	-7.0	1.0000	16.2	0.9924	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-2.0	7.8	-7.0	1.0000	16.2	0.9924	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-3.8	8.0	-8.0	1.0000	26.9	0.9898	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-3.8	8.0	-8.0	1.0000	26.9	0.9898	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	2.5	4.9	-4.9	1.0100	9.7	0.9680	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	2.5	4.9	-4.9	1.0100	9.7	0.9680	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9989	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	0.3	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9989	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0113	60.2	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0073	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0073	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9554	5.4	0.9216	6.2			64	6

6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9825	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9825	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9554	4.9	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9704	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9704	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9703	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9905	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9905	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9574	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9574	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.6	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9953	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.6	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9953	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.2	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9983	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.2	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9983	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	1.7	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9385	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0223	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.6	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9963	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0053	27.6	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0053	27.6	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	20.3	5.7	9.9	-9.9	1.0100	20.9	0.9632	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	20.3	-8.1	9.9	-9.9	1.0000	21.9	0.9296	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	6.6	12.8	-8.3	1.0100	17.0	0.9232	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	6.6	12.8	-8.3	1.0100	17.0	0.9232	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	6.8	12.8	-8.3	1.0100	17.0	0.9189	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	6.8	12.8	-8.3	1.0100	17.0	0.9189	18.5	64 6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.8	6.8	12.8	-8.3	1.0100	17.0	0.9189	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	1.9	2.3	-2.3	1.0000	4.8	0.9219	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0207	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0207	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.8	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9179	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.8	2.2	-2.2	1.0000	4.7	0.9179	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9603	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	-1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.3	0.9603	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.9	0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	1.0000	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.5	4.0	-4.0	1.0000	8.0	0.9011	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.5	4.0	-4.0	1.0000	8.0	0.9011	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.7	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9374	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.7	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9374	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9648	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9648	5.8	63 6

6769	ESTRECHO4.164.2000	G1	4.9	1.6	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9540	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000	G2	4.9	1.6	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9540	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8 13.800	G1	2.8	1.3	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9047	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8 13.800	G2	2.8	1.3	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9047	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8 13.800	G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9966	3.5	0.8897	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8 13.800	G2	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9966	3.5	0.8897	3.6		63	6
6791	SMA13A 13.800	G1	12.2	0.6	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9987	14.2		63	6
6792	SMA13B 13.800	G2	12.2	0.6	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9987	14.2		63	6
6810	SVC-LV 13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0548	284.4	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII 4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0011	4.0	0.8892	4.1		64	6
6831	SLO13.8 13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9827	4.6	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8 13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9827	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A 13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9973	17.9	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B 13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9973	17.9	0.8892	18.5		64	6
6843	BUR13C 13.800	G3	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9973	17.9	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16 4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0223	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8 13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9589	9.9	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8 13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9589	9.9	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8 13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9589	2.1	0.9058	2.1		64	6
6871	TABII13.8 13.800	G1	16.4	4.0	9.0	-9.0	1.0000	16.9	0.9712	20.5		64	6
6871	TABII13.8 13.800	G2	16.4	4.0	9.0	-9.0	1.0000	16.9	0.9712	20.5		64	6
6881	CHAIIG1 13.813.800	G1	101.7	11.2	52.3	-52.3	1.0100	101.2	0.9940	118.9		64	6
6900	SVC-LV 13.200	1	0.0	237.6	300.0	-225.0	1.0650	223.1	0.0000	300.0		61	6
SUBSYSTEM TOTALS			1768.5	694.9	1431.8	-1162.9				2867.2			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT22

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.4	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9998	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	7.8	11.0	0.0	1.0100	22.1	0.9373	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	9.4	15.0	0.0	1.0100	29.2	0.9474	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.9	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9986	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9996	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9996	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				117.3	19.4	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT22

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0166	233.81	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6014	PRO230	230.00	6	1.0145	233.32	6100	BAY230	230.00	6	1.0275	236.33
6103	COP23O	230.00	6	1.0131	233.01	6171	PAC230	230.00	6	1.0142	233.26
6260	CHA 230	230.00	6	1.0105	232.41	6263	ESP230	230.00	6	1.0089	232.04
6330	BAI230	230.00	6	1.0137	233.15	6363	ZAM230	230.00	6	1.0030	230.70
6366	EVA230	230.00	6	1.0060	231.39	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0048	231.11
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0115	232.65	6430	ANTON230	230.00	6	1.0124	232.84
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0277	236.38	6590	24DIC230	230.00	6	1.0117	232.69
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0171	233.94	6690	DOM230	230.00	6	1.0287	236.61
6691	ALTO230	230.00	6	1.0312	237.17	6695	PANDO230	230.00	6	1.0318	237.31
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0317	237.28	6840	BUR230	230.00	6	1.0178	234.10
6880	CHAII230	230.00	6	1.0102	232.34						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9934	228.48	6005	CHO230	230.00	6	0.9791	225.18
6008	LSA230	230.00	6	0.9979	229.53	6011	MDN230	230.00	6	0.9941	228.63
6096	FOR230	230.00	6	0.9961	229.11	6105	PAM230	230.00	6	0.9791	225.18
6178	EST230	230.00	6	0.9918	228.11	6179	GUA230	230.00	6	0.9919	228.13
6182	VEL230	230.00	6	0.9832	226.14	6240	LGU 230	230.00	6	0.9844	226.40
6340	CAN 230	230.00	6	0.9986	229.68	6360	GLA230	230.00	6	0.9975	229.42
6760	SBA230	230.00	6	0.9901	227.73	6790	SMA230	230.00	6	0.9993	229.84
6860	BBL230	230.00	6	0.9813	225.71	6870	TABII230	230.00	6	0.9848	226.50

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT22

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0228	117.62	6004	PANII115	115.00	6	1.0204	117.35
6009	LSA115	115.00	6	1.0135	116.55	6012	MDN115	115.00	6	1.0033	115.38
6015	PRO115	115.00	6	1.0096	116.11	6018	CAC115	115.00	6	1.0222	117.56
6019	CVI115A	115.00	6	1.0130	116.49	6024	CHI115	115.00	6	1.0095	116.09
6027	LOC115A	115.00	6	1.0135	116.55	6032	MAR115A	115.00	6	1.0107	116.23
6036	SMA115	115.00	6	1.0216	117.49	6040	SFR115	115.00	6	1.0099	116.14
6047	CLA115	115.00	6	1.0044	115.51	6055	MOS115B	115.00	6	1.0199	117.29
6057	TOC115	115.00	6	1.0177	117.03	6059	LM1115	115.00	6	1.0141	116.63
6060	LM2115	115.00	6	1.0143	116.64	6066	FFIELD	115.00	6	1.0074	115.85
6074	LMDIST	115.00	6	1.0142	116.64	6087	CAL115	115.00	6	1.0095	116.09
6088	LES115	115.00	6	1.0125	116.44	6092	LVA115	115.00	6	1.0097	116.11
6123	MIR115	115.00	7	1.0325	118.73	6170	CPA115	115.00	6	1.0161	116.85
6173	STR115	115.00	6	1.0163	116.87	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0194	117.23
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0194	117.23	6210	TIN115	115.00	6	1.0184	117.12
6211	PM115-9	115.00	6	1.0192	117.20	6230	CBA115	115.00	6	1.0119	116.36
6261	CHA 115	115.00	6	1.0035	115.40	6270	CAT 115	115.00	6	1.0142	116.64
6280	GIR 115	115.00	6	1.0161	116.85	6290	CATII 11	115.00	6	1.0144	116.65
6331	BAI115	115.00	6	1.0012	115.13	6332	BAM115	115.00	6	1.0045	115.52
6350	PM115-8	115.00	6	1.0167	116.92	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0096	116.11
6580	LBO115	115.00	6	1.0124	116.43						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

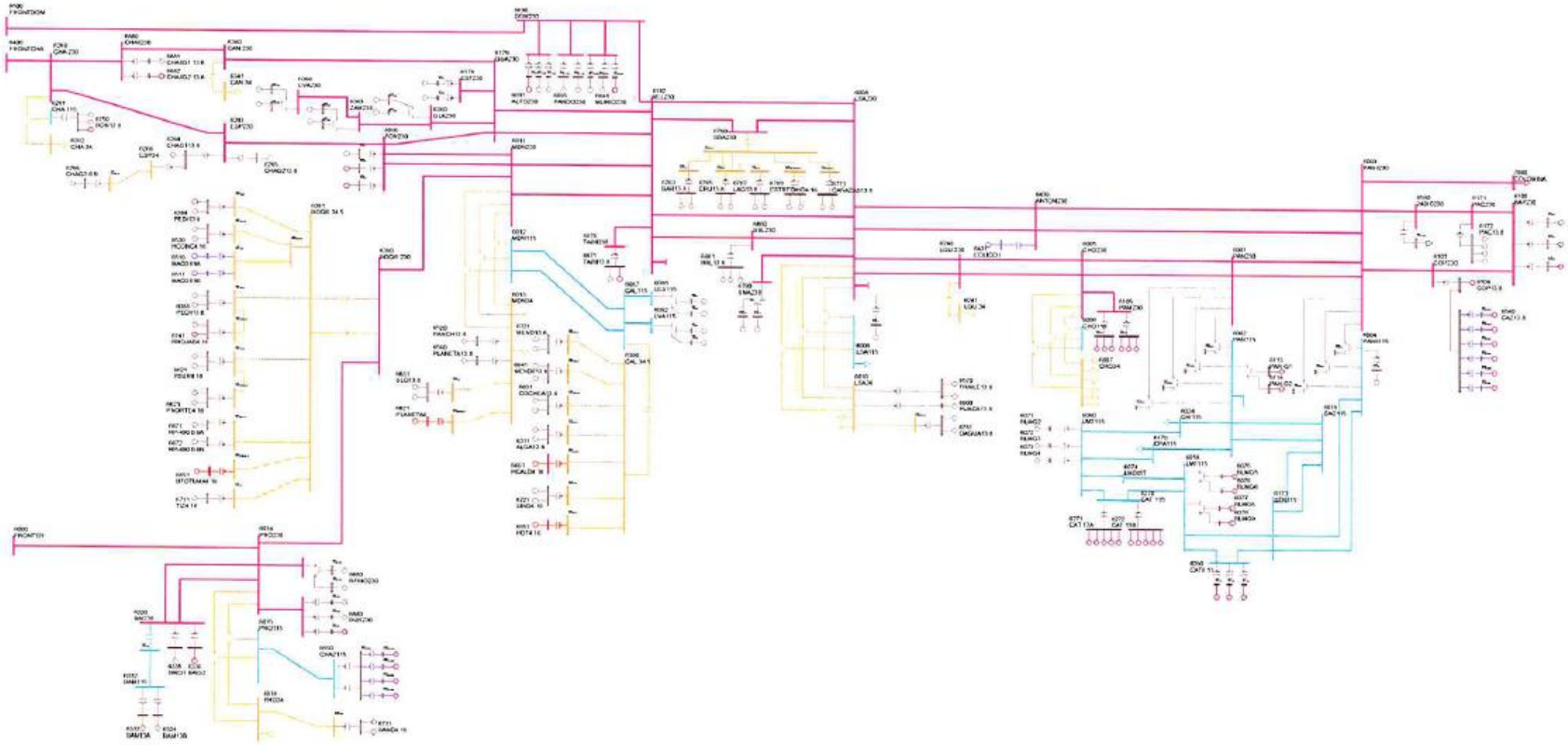
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9618	110.61						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 20 2011   9:10
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT22
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6008 LSA230      230.00     6   6182 VEL230      230.00*    6  15   359.9   314.0   114.6   450.0    80.0    --      --
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5     34.500    6  T1    59.8    62.5    95.7    --      --      --      --
   6092 LVA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    52.7    54.0    97.6    --      --      --      --

------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 20 2011   9:10
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT22
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERC COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 CNT22 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	953.0	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.7	-249.1	-249.1	-249.1
GUATEMAL	226.3	340.6	221.2	0.0	0.0	605.1	260.4	9.2	9.2	
2	1140.7	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.7	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	291.4	367.1	-181.3	0.0	0.0	241.8	315.1	32.2	32.2	
3	1237.6	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	32.4	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	380.3	395.2	-20.4	0.0	0.0	471.1	442.8	33.6	33.6	
4	477.4	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-28.0	181.0	-12.8	0.0	0.0	290.3	169.4	-75.3	-75.3	
5	1519.7	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	30.1	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	251.8	558.4	-226.7	0.0	0.0	556.3	426.3	50.1	50.1	
6	1768.5	1598.2	0.0	0.0	0.0	0.0	135.9	34.5	34.5	34.2
PANAMA	694.9	280.0	-211.4	0.0	0.0	541.4	1247.8	-80.0	-80.0	
7	117.3	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	60.0	60.0	60.0
ACANAL	19.4	9.3	-15.9	0.0	0.0	0.0	17.9	8.1	8.1	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-154.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	154.9	154.9	154.9
COLOMBIA	0.0	-22.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.1	22.1	
COLUMN	7214.1	6933.9	0.0	0.0	0.0	0.0	280.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1836.1	2109.6	-447.3	0.0	0.0	2705.9	2879.8	0.0	0.0	

Demanda Máxima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:15
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2017

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	1.6	15.0	0.0	1.0100	37.7	0.9991	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	1.6	15.0	0.0	1.0100	37.7	0.9991	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	1.5	15.0	0.0	1.0100	37.7	0.9992	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	20.1	2.7	12.0	-5.0	1.0000	20.2	0.9909	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	20.1	2.7	12.0	-5.0	1.0000	20.2	0.9909	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	23.3	-4.0	12.0	-5.0	1.0000	23.6	0.9858	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	23.3	-4.0	12.0	-5.0	1.0000	23.6	0.9858	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	85.0	-3.1	50.0	-50.0	1.0000	85.1	0.9993	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	74.0	5.1	30.0	-25.0	1.0000	74.1	0.9976	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	74.0	5.1	30.0	-25.0	1.0000	74.1	0.9976	94.0			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P1	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9913	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P2	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9913	19.4	0.8832	21.7			61	6
6172	PAC13.8	13.800	P3	16.9	9.0	9.0	-11.0	0.9913	19.4	0.8832	21.7			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	7.4	29.0	-29.0	1.0000	51.5	0.9897	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	51.0	7.4	29.0	-29.0	1.0000	51.5	0.9897	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	89.1	-7.3	52.4	-48.9	1.0000	89.4	0.9967	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	89.1	-3.5	52.4	-48.9	1.0000	89.2	0.9992	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	9.7	0.8623	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9767	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9767	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9928	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9928	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	23.8	0.5	10.0	-10.0	1.0000	23.8	0.9998	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	23.8	0.5	10.0	-10.0	1.0000	23.8	0.9998	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	37.7	-11.5	14.0	-14.0	1.0000	39.4	0.9563	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	10.8	-5.9	7.8	-7.0	1.0000	12.3	0.8768	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	10.8	-5.9	7.8	-7.0	1.0000	12.3	0.8768	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	14.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0026	15.9	0.8989	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	14.4	-7.0	7.8	-7.0	1.0026	15.9	0.8989	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0032	25.0	0.9479	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0032	25.0	0.9479	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	8.5	-0.4	4.9	-4.9	1.0000	8.5	0.9991	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	8.5	-0.4	4.9	-4.9	1.0000	8.5	0.9991	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.5	0.0	3.2	-3.6	1.0000	5.5	1.0000	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	5.5	0.0	3.2	-3.6	1.0000	5.5	1.0000	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	120.0	-21.0	21.0	-21.0	1.0120	120.4	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0073	1.4	0.9981	2.1			64	6

6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0073	1.4	0.9981	2.1	64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.2	2.0	2.0	-2.0	0.9658	4.9	0.9048	6.2	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.2	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9676	5.6	64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.2	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.4	0.9676	5.6	64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9658	4.5	0.8862	4.9	64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9771	2.7	0.8937	3.0	63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9771	2.7	0.8937	3.0	63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.3	2.2	2.2	-2.2	0.9770	4.9	0.8893	5.5	63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.2	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9773	5.6	64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.2	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9773	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.2	-1.5	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9417	5.6	64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.2	-1.5	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9417	5.6	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-1.2	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9835	8.4	64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-1.2	3.7	-3.7	1.0000	6.5	0.9835	8.4	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9923	4.1	64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9923	4.1	64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.2	0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.3	0.9867	5.6	64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0234	3.8	0.8675	4.4	64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.1	0.4	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9977	7.5	64	6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.1	0.4	2.3	-2.6	1.0000	6.1	0.9977	7.5	64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0081	24.9	0.9479	33.0	64	6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0081	24.9	0.9479	33.0	64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	19.1	-2.5	9.9	-9.9	1.0000	19.2	0.9918	24.9	64	6
6693	ALTO13B	13.800	G2	19.1	-2.5	9.9	-9.9	1.0000	19.2	0.9918	24.9	64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	14.2	-0.7	12.8	-8.3	1.0000	14.2	0.9988	18.5	64	6
6697	PANDO13B	13.800	G2	14.2	-0.7	12.8	-8.3	1.0000	14.2	0.9988	18.5	64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	14.2	-0.3	12.8	-8.3	1.0000	14.2	0.9997	18.5	64	6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	14.2	-0.3	12.8	-8.3	1.0000	14.2	0.9997	18.5	64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	3.9	0.8	2.3	-2.3	1.0000	4.0	0.9803	5.2	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0218	4.8	0.8622	5.6	64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0218	4.8	0.8622	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0006	4.4	0.8668	5.0	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0006	4.4	0.8668	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	3.7	-1.3	2.1	-2.1	1.0000	3.9	0.9424	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	8.9	-1.3	4.0	-4.0	1.0000	9.0	0.9896	35.3	64	6
6750	BON13.8	13.800	G2	8.9	-1.3	4.0	-4.0	1.0000	9.0	0.9896	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.4	2.4	4.0	-4.0	1.0000	6.9	0.9347	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	6.4	2.4	4.0	-4.0	1.0000	6.9	0.9347	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.1	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.3	0.9632	5.8	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.1	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.3	0.9632	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.2	0.8	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9825	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.2	0.8	2.6	-2.6	1.0000	4.2	0.9825	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.4	1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9745	5.6	63	6

6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.4	1.0	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9745	5.6			63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.5	0.9	1.5	-1.5	1.0000	2.7	0.9462	3.3			63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.5	0.9	1.5	-1.5	1.0000	2.7	0.9462	3.3			63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	2.7	-0.4	1.6	-1.6	1.0000	2.8	0.9905	3.6			63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	2.7	-0.4	1.6	-1.6	1.0000	2.8	0.9905	3.6			63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	10.9	-6.2	6.2	-6.2	1.0019	12.5	0.8671	14.2			63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	10.9	-6.2	6.2	-6.2	1.0019	12.5	0.8671	14.2			63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	165.2	300.0	-225.0	1.0417	158.5	0.0000	300.0			63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.2	-1.8	1.8	-1.8	1.0119	3.6	0.8669	4.1			64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	3.6	2.1	2.1	-2.1	0.9931	4.1	0.8669	4.7			64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	3.6	2.1	2.1	-2.1	0.9931	4.1	0.8669	4.7			64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	14.2	8.1	8.1	-8.1	0.9990	16.4	0.8669	18.5			64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	14.2	8.1	8.1	-8.1	0.9990	16.4	0.8669	18.5			64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0233	4.0	0.8678	4.6			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9857	8.8	0.8863	10.1			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9857	8.8	0.8863	10.1			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.6	0.8	0.8	-0.6	0.9857	1.8	0.8862	2.1			64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	14.7	-3.5	9.0	-9.0	1.0000	15.1	0.9730	20.5			64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	90.9	4.1	52.3	-52.3	1.0100	90.1	0.9990	118.9			64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	179.2	300.0	-225.0	1.0477	171.0	0.0000	300.0			61	6
SUBSYSTEM TOTALS				1632.5	313.2	1419.2	-1160.8				2785.7				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:15
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2017

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.5	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9996	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	7.9	11.0	0.0	1.0100	22.1	0.9356	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	27.9	9.6	15.0	0.0	1.0100	29.2	0.9454	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	1.1	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9980	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.4	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9995	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.4	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9993	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.4	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9993	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				117.2	20.3	60.0	-18.0				167.9				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:15
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0186	234.29	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0100	232.30	6011	MDN230	230.00	6	1.0076	231.75
6014	PRO230	230.00	6	1.0174	234.00	6096	FOR230	230.00	6	1.0078	231.78
6100	BAY230	230.00	6	1.0229	235.27	6103	COP23O	230.00	6	1.0123	232.84
6171	PAC230	230.00	6	1.0171	233.93	6178	EST230	230.00	6	1.0044	231.01
6179	GUA230	230.00	6	1.0045	231.03	6182	VEL230	230.00	6	1.0082	231.90
6260	CHA 230	230.00	6	1.0176	234.05	6263	ESP230	230.00	6	1.0176	234.06
6330	BAI230	230.00	6	1.0168	233.87	6340	CAN 230	230.00	6	1.0097	232.24
6360	GLA230	230.00	6	1.0084	231.93	6363	ZAM230	230.00	6	1.0126	232.89
6366	EVA230	230.00	6	1.0149	233.43	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0125	232.87
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0179	234.11	6430	ANTON230	230.00	6	1.0145	233.33
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0244	235.60	6590	24DIC230	230.00	6	1.0131	233.02
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0197	234.54	6690	DOM230	230.00	6	1.0248	235.70
6691	ALTO230	230.00	6	1.0269	236.20	6695	PANDO230	230.00	6	1.0254	235.84
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0252	235.80	6760	SBA230	230.00	6	1.0091	232.09
6790	SMA230	230.00	6	1.0108	232.48	6840	BUR230	230.00	6	1.0196	234.52
6860	BBL230	230.00	6	1.0089	232.05	6870	TABII230	230.00	6	1.0083	231.90
6880	CHAII230	230.00	6	1.0176	234.05						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9938	228.58	6005	CHO230	230.00	6	0.9815	225.74
6105	PAM230	230.00	6	0.9815	225.74	6240	LGU 230	230.00	6	0.9918	228.12

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:15
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0229	117.63	6004	PANII115	115.00	6	1.0135	116.56
6009	LSA115	115.00	6	1.0244	117.80	6012	MDN115	115.00	6	1.0143	116.65
6015	PRO115	115.00	6	1.0121	116.39	6018	CAC115	115.00	6	1.0223	117.56
6019	CVI115A	115.00	6	1.0079	115.91	6024	CHI115	115.00	6	1.0078	115.89
6027	LOC115A	115.00	6	1.0130	116.49	6032	MAR115A	115.00	6	1.0104	116.20
6036	SMA115	115.00	6	1.0218	117.50	6040	SFR115	115.00	6	1.0086	115.99
6047	CLA115	115.00	6	1.0027	115.31	6055	MOS115B	115.00	6	1.0201	117.31
6057	TOC115	115.00	6	1.0108	116.24	6059	LM1115	115.00	6	1.0098	116.13
6060	LM2115	115.00	6	1.0100	116.15	6066	FFIELD	115.00	6	1.0035	115.40
6074	LMDIST	115.00	6	1.0099	116.14	6087	CAL115	115.00	6	1.0159	116.83
6088	LES115	115.00	6	1.0181	117.08	6092	LVA115	115.00	6	1.0158	116.81
6123	MIR115	115.00	7	1.0324	118.73	6170	CPA115	115.00	6	1.0131	116.50
6173	STR115	115.00	6	1.0122	116.40	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0171	116.97
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0171	116.97	6210	TIN115	115.00	6	1.0186	117.14
6211	PM115-9	115.00	6	1.0193	117.22	6230	CBA115	115.00	6	1.0111	116.27
6261	CHA 115	115.00	6	1.0095	116.09	6270	CAT 115	115.00	6	1.0099	116.14
6280	GIR 115	115.00	6	1.0131	116.50	6290	CATII 11	115.00	6	1.0101	116.16
6331	BAI115	115.00	6	1.0054	115.62	6332	BAM115	115.00	6	1.0077	115.89
6350	PM115-8	115.00	6	1.0166	116.91	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0121	116.39
6580	LBO115	115.00	6	1.0074	115.85						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

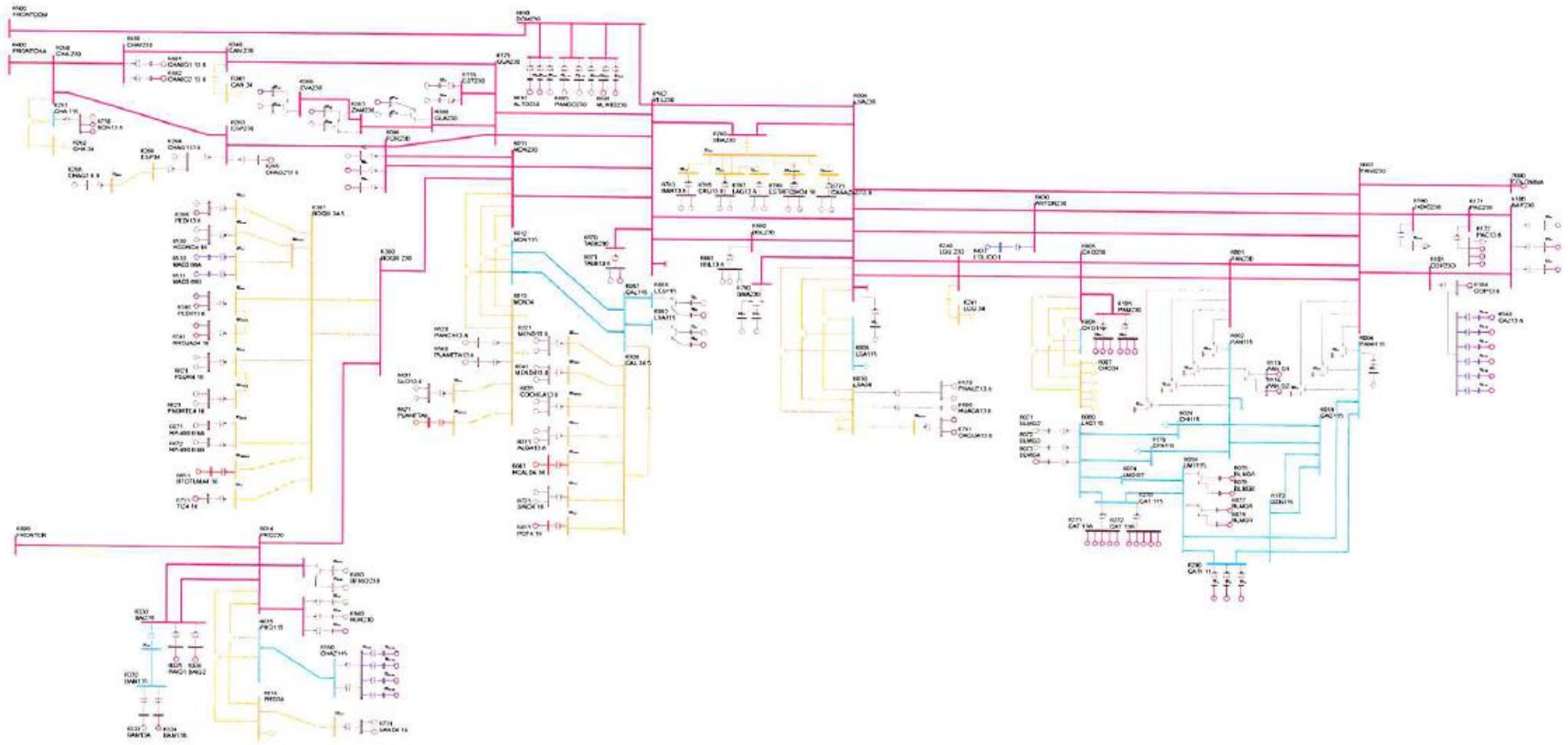
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9644	110.90						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 20 2011   9:15
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2017
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
   6087 CAL115      115.00*    6   6300 CAL 34.5    34.500     6  T1    60.2    62.5    96.4    --      --      --      --

-------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, MAY 20 2011   9:15
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2017
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                 * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:15
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2017 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	953.2	1179.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.6	-248.9	-248.9	-248.9
GUATEMAL	213.3	340.6	219.5	0.0	0.0	603.7	247.4	9.4	9.4	
2	1140.7	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.7	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	290.8	367.1	-181.3	0.0	0.0	241.8	315.3	31.5	31.5	
3	1237.6	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	32.4	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	381.7	395.2	-20.4	0.0	0.0	470.8	443.5	34.2	34.2	
4	477.4	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.3	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-27.8	181.0	-12.8	0.0	0.0	290.2	169.8	-75.6	-75.6	
5	1519.6	1489.7	0.0	0.0	0.0	0.0	29.8	0.1	0.1	0.0
COSTA RI	247.7	558.4	-226.8	0.0	0.0	556.5	424.3	48.3	48.3	
6	1632.5	1594.5	0.0	0.0	0.0	0.0	83.7	-45.6	-45.6	-45.3
PANAMA	313.2	279.3	-226.6	0.0	0.0	517.3	868.1	-90.2	-90.2	
7	117.2	53.1	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	60.0	60.0	60.0
ACANAL	20.3	9.3	-15.9	0.0	0.0	0.0	17.9	9.0	9.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-234.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	234.3	234.3	234.3
COLOMBIA	0.0	-33.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.4	33.4	
COLUMN	7078.2	6850.7	0.0	0.0	0.0	0.0	227.5	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1439.2	2097.6	-464.2	0.0	0.0	2680.4	2486.2	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	20.0	6.0	15.0	0.0	1.0200	20.5	0.9584	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	20.0	6.0	15.0	0.0	1.0200	20.5	0.9584	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	18.9	0.9	12.0	-5.0	1.0000	18.9	0.9988	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	21.9	-5.0	12.0	-5.0	1.0053	22.4	0.9750	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	80.0	-10.4	50.0	-50.0	1.0000	80.7	0.9917	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	74.7	15.2	30.0	-25.0	1.0000	76.2	0.9799	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	8.0	29.0	-29.0	1.0000	57.6	0.9902	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	8.0	29.0	-29.0	1.0000	57.6	0.9902	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	83.9	-7.6	52.4	-48.9	1.0000	84.2	0.9959	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	7.8	-1.9	4.9	-4.1	0.9850	8.2	0.9724	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	0.9	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9808	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	0.9	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9808	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9948	9.0	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9948	9.0	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	-0.9	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9994	30.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0066	13.9	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0090	17.4	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0088	27.5	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-0.9	4.9	-4.9	1.0000	9.5	0.9955	12.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0072	60.5	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0103	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0103	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9738	5.3	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	-1.9	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9289	5.6			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-1.9	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9289	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9738	4.8	0.9058	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9624	3.0	0.9122	3.0			63	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9624	3.0	0.9122	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9624	5.5	0.9084	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-1.7	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9387	5.6			64	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	-1.7	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9387	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-2.2	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9069	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-2.2	2.5	-2.5	1.0000	5.2	0.9069	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-2.3	3.7	-3.7	1.0000	6.8	0.9419	8.4			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-2.3	3.7	-3.7	1.0000	6.8	0.9419	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-1.6	1.9	-1.9	1.0000	3.6	0.8979	4.1			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-1.6	1.9	-1.9	1.0000	3.6	0.8979	4.1			64	6

6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	-1.1	2.5	-2.5	1.0000	4.9	0.9735	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0255	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.5	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9973	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.5	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9973	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0160	27.3	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0160	27.3	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	4.1	9.9	-9.9	1.0100	21.5	0.9823	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-7.9	12.8	-8.3	1.0000	17.7	0.8949	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	-7.9	12.8	-8.3	1.0000	17.7	0.8949	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-8.3	12.8	-8.3	1.0008	17.8	0.8855	18.5	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.5	2.5	-2.5	1.0239	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0239	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0080	4.8	0.8892	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0080	4.8	0.8892	5.0	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-4.0	4.0	-4.0	1.0056	10.6	0.9273	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	2.7	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9350	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	2.7	4.0	-4.0	1.0000	7.7	0.9350	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9632	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.3	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9632	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9825	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	0.9	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9825	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.1	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9744	5.6	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.1	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9744	5.6	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9471	3.3	63 6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.0	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9471	3.3	63 6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	2.6	6.2	-6.2	1.0000	12.4	0.9776	14.2	63 6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	2.6	6.2	-6.2	1.0000	12.4	0.9776	14.2	63 6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	-25.7	300.0	-225.0	0.9898	26.0	0.0000	300.0	63 6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0204	3.9	0.8893	4.1	64 6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9592	4.7	64 6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	1.2	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9592	4.7	64 6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	-0.7	8.1	-8.1	1.0000	15.9	0.9989	18.5	64 6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	-0.7	8.1	-8.1	1.0000	15.9	0.9989	18.5	64 6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9865	9.6	0.9059	10.1	64 6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9865	9.6	0.9059	10.1	64 6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9865	2.0	0.9058	2.1	64 6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	-4.2	9.0	-9.0	1.0000	16.9	0.9688	20.5	64 6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	85.6	-3.2	52.3	-52.3	1.0100	84.8	0.9993	118.9	64 6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	56.9	300.0	-225.0	1.0085	56.4	0.0000	300.0	61 6
SUBSYSTEM TOTALS				1094.2	-16.6	1165.2	-943.6				2130.1	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:42

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.5	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9996	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	21.7	7.8	11.0	0.0	1.0100	22.8	0.9416	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.2	9.5	15.0	0.0	1.0100	29.5	0.9476	44.1			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	1.8	6.0	-6.0	1.0100	11.4	0.9874	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				78.4	19.6	40.0	-6.0				114.2				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0273	236.28	6011	MDN230	230.00	6	1.0145	233.33
6014	PRO230	230.00	6	1.0250	235.76	6096	FOR230	230.00	6	1.0152	233.51
6100	BAY230	230.00	6	1.0098	232.26	6103	COP23O	230.00	6	1.0020	230.45
6171	PAC230	230.00	6	1.0024	230.56	6178	EST230	230.00	6	1.0126	232.90
6179	GUA230	230.00	6	1.0128	232.95	6182	VEL230	230.00	6	1.0100	232.30
6260	CHA 230	230.00	6	1.0275	236.31	6263	ESP230	230.00	6	1.0261	235.99
6330	BAI230	230.00	6	1.0254	235.84	6340	CAN 230	230.00	6	1.0189	234.35
6360	GLA230	230.00	6	1.0151	233.46	6363	ZAM230	230.00	6	1.0175	234.02
6366	EVA230	230.00	6	1.0188	234.33	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0189	234.34
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0292	236.73	6430	ANTON230	230.00	6	1.0082	231.89
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0314	237.22	6590	24DIC230	230.00	6	1.0009	230.22
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0277	236.37	6690	DOM230	230.00	6	1.0309	237.11
6691	ALTO230	230.00	6	1.0324	237.44	6695	PANDO230	230.00	6	1.0293	236.73
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0304	236.98	6760	SBA230	230.00	6	1.0059	231.36
6840	BUR230	230.00	6	1.0254	235.85	6860	BBL230	230.00	6	1.0097	232.23
6870	TABII230	230.00	6	1.0100	232.30	6880	CHAII230	230.00	6	1.0264	236.08

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9926	228.30	6005	CHO230	230.00	6	0.9850	226.54
6008	LSA230	230.00	6	0.9950	228.85	6105	PAM230	230.00	6	0.9850	226.54
6240	LGU 230	230.00	6	0.9889	227.46	6790	SMA230	230.00	6	0.9965	229.19

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0193	117.21	6009	LSA115	115.00	6	1.0087	116.00
6012	MDN115	115.00	6	1.0243	117.79	6015	PRO115	115.00	6	1.0196	117.25
6018	CAC115	115.00	6	1.0189	117.18	6024	CHI115	115.00	6	1.0080	115.92
6027	LOC115A	115.00	6	1.0124	116.43	6032	MAR115A	115.00	6	1.0116	116.33
6036	SMA115	115.00	6	1.0187	117.16	6040	SFR115	115.00	6	1.0083	115.95
6047	CLA115	115.00	6	1.0043	115.50	6055	MOS115B	115.00	6	1.0179	117.06
6059	LM1115	115.00	6	1.0078	115.90	6060	LM2115	115.00	6	1.0080	115.91
6066	FFIELD	115.00	6	1.0030	115.34	6074	LMDIST	115.00	6	1.0079	115.91
6087	CAL115	115.00	6	1.0230	117.65	6088	LES115	115.00	6	1.0238	117.74
6092	LVA115	115.00	6	1.0229	117.63	6123	MIR115	115.00	7	1.0297	118.42
6170	CPA115	115.00	6	1.0108	116.24	6173	STR115	115.00	6	1.0085	115.98
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0134	116.55	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0134	116.55
6210	TIN115	115.00	6	1.0167	116.92	6211	PM115-9	115.00	6	1.0173	116.99
6230	CBA115	115.00	6	1.0107	116.23	6261	CHA 115	115.00	6	1.0184	117.12
6270	CAT 115	115.00	6	1.0079	115.91	6280	GIR 115	115.00	6	1.0108	116.24
6290	CATII 11	115.00	6	1.0079	115.91	6331	BAI115	115.00	6	1.0184	117.12
6332	BAM115	115.00	6	1.0185	117.13	6350	PM115-8	115.00	6	1.0154	116.77
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0196	117.25						

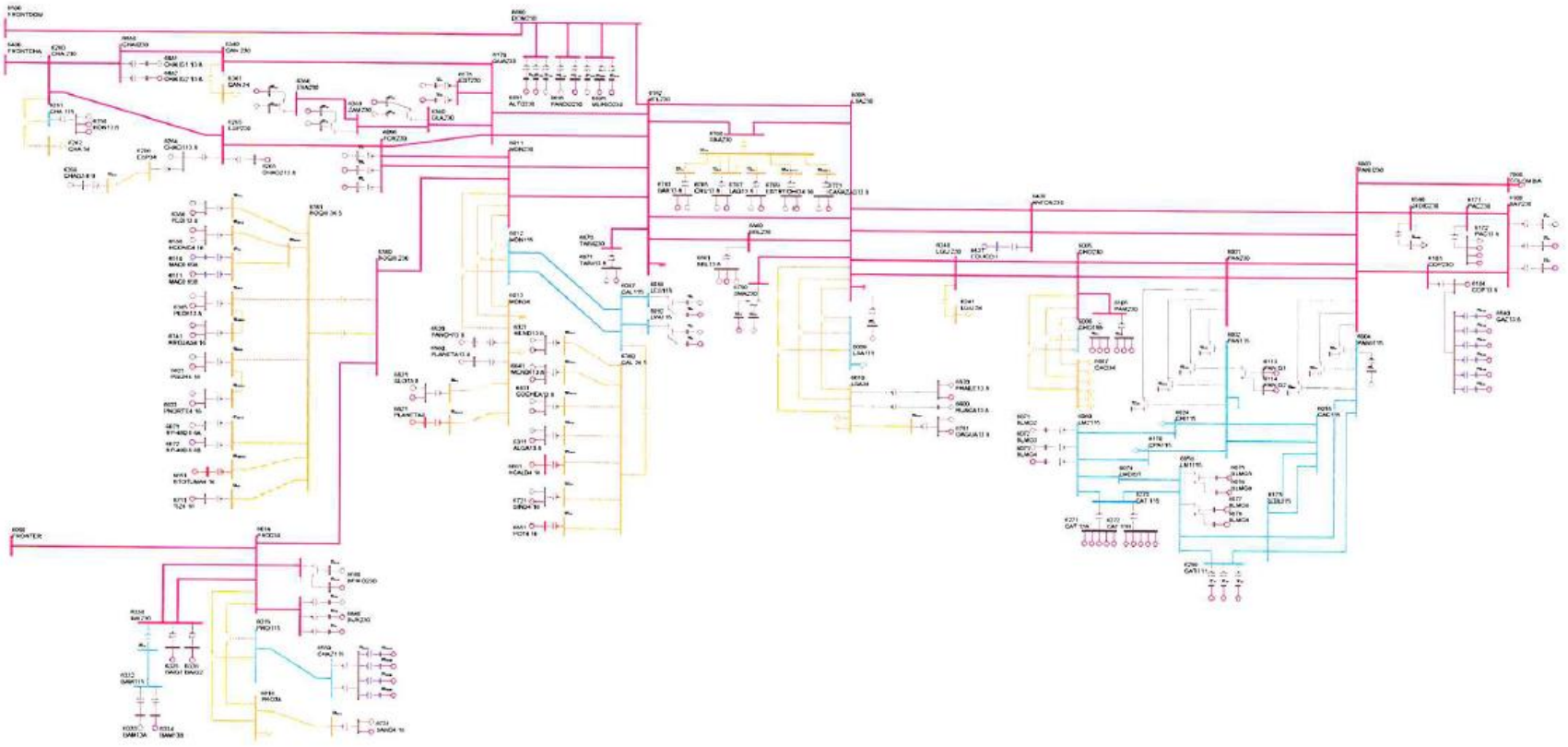
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6004	PANII115	115.00	6	0.9972	114.68	6006	CHO115	115.00	6	0.9717	111.75
6019	CVI115A	115.00	6	0.9988	114.86	6057	TOC115	115.00	6	0.9954	114.47
6580	LBO115	115.00	6	0.9984	114.81						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	660.7	773.5	0.0	0.0	0.0	0.0	10.8	-123.7	-123.7	-123.6
GUATEMAL	-8.8	100.4	385.1	0.0	0.0	621.8	171.3	-43.8	-43.8	
2	523.4	512.7	0.0	0.0	0.0	0.0	10.7	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	18.0	137.7	-22.5	0.0	0.0	254.1	104.1	52.7	52.7	
3	560.9	545.5	0.0	0.0	0.0	0.0	15.5	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	-106.6	179.1	40.4	0.0	0.0	514.0	136.3	51.6	51.6	
4	304.9	298.5	0.0	0.0	0.0	0.0	6.5	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-142.2	118.2	51.3	0.0	0.0	313.8	69.4	-67.2	-67.2	
5	776.5	769.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	-91.4	302.3	-13.9	0.0	0.0	592.6	138.6	74.2	74.2	
6	1094.2	879.0	0.0	0.0	0.0	0.0	53.0	162.2	162.2	162.1
PANAMA	-16.6	319.0	-226.1	0.0	0.0	560.8	521.2	-69.9	-69.9	
7	78.4	29.3	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	47.0	47.0	47.0
ACANAL	19.6	10.6	-16.0	0.0	0.0	0.0	10.3	14.6	14.6	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	85.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-85.5	-85.5	-85.5
COLOMBIA	0.0	12.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-12.2	-12.2	
COLUMN	3999.0	3893.0	0.0	0.0	0.0	0.0	106.1	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-328.1	1179.4	198.3	0.0	0.0	2857.0	1151.3	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2017

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	20.0	5.5	15.0	0.0	1.0200	20.3	0.9642	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	20.0	5.5	15.0	0.0	1.0200	20.3	0.9642	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	20.1	1.3	12.0	-5.0	1.0000	20.1	0.9980	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	23.3	-5.0	12.0	-5.0	1.0040	23.7	0.9777	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	-6.0	50.0	-50.0	1.0100	74.5	0.9968	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	66.1	21.1	30.0	-25.0	1.0100	68.7	0.9527	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	51.0	4.9	29.0	-29.0	1.0000	51.2	0.9955	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	70.0	-19.8	52.4	-48.9	0.9900	73.5	0.9621	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	9.8	0.8623	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.1	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9689	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9936	9.0	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	23.8	-1.5	10.0	-10.0	1.0000	23.8	0.9980	30.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	8.9	3.6	7.8	-7.0	1.0250	9.4	0.9269	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	11.8	-7.0	7.8	-7.0	1.0141	13.6	0.8606	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	19.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0137	20.9	0.9258	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	8.5	-2.7	4.9	-4.9	1.0000	8.9	0.9515	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.5	-2.4	3.2	-3.6	1.0000	6.0	0.9148	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	100.0	-17.5	17.5	-17.5	1.0036	101.2	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0083	1.4	0.9981	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.2	2.0	2.0	-2.0	0.9518	4.9	0.9048	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0024	4.9	0.8622	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	3.8	2.0	2.0	-2.0	0.9518	4.5	0.8862	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.3	1.2	1.2	-1.2	0.9574	2.7	0.8937	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.3	2.2	2.2	-2.2	0.9580	5.0	0.8892	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0024	4.9	0.8622	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0025	4.9	0.8622	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-3.7	3.7	-3.7	1.0070	7.3	0.8651	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-1.9	1.9	-1.9	1.0080	3.7	0.8696	4.1			64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0022	4.9	0.8622	5.6			64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0332	3.8	0.8675	4.4			64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.1	0.0	2.3	-2.6	1.0000	6.1	1.0000	7.5			64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	23.8	-8.0	8.0	-8.0	1.0172	24.7	0.9479	33.0			64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	19.1	-9.9	9.9	-9.9	0.9973	21.5	0.8881	24.9			64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	14.2	-8.3	12.8	-8.3	0.9986	16.4	0.8626	18.5			64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	14.2	-8.3	12.8	-8.3	0.9988	16.4	0.8626	18.5			64	6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0329	4.8	0.8622	5.6			64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	3.8	-2.2	2.2	-2.2	1.0139	4.4	0.8668	5.0			64	6

6750	BON13.8	13.800	G1	8.9	-4.0	4.0	-4.0	1.0001	9.7	0.9115	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.4	4.0	4.0	-4.0	0.9993	7.6	0.8513	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.1	2.1	2.6	-2.6	1.0000	4.6	0.8899	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.2	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.5	0.9297	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.4	1.9	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9156	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.5	1.5	1.5	-1.5	0.9977	2.9	0.8661	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	2.7	1.6	1.6	-1.6	0.9820	3.2	0.8674	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	10.9	6.2	6.2	-6.2	0.9982	12.6	0.8671	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	-126.8	300.0	-225.0	0.9637	131.6	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.2	0.8	1.8	-1.8	1.0000	3.3	0.9700	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	3.6	2.1	2.1	-2.1	0.9764	4.2	0.8669	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	14.2	-1.8	8.1	-8.1	1.0000	14.3	0.9921	18.5	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	7.7	4.0	4.0	-3.0	0.9894	8.8	0.8863	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.6	0.8	0.8	-0.6	0.9894	1.8	0.8861	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	14.7	-5.9	9.0	-9.0	1.0000	15.8	0.9268	20.5	64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	70.0	-15.4	52.3	-52.3	0.9900	72.4	0.9768	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	-27.4	300.0	-225.0	0.9866	27.8	0.0000	300.0	61	6
SUBSYSTEM TOTALS				834.7	-222.1	1065.2	-850.0				1875.2		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2017

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	1.4	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9969	27.7			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	31.9	10.1	15.0	0.0	1.0100	33.1	0.9535	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	2.1	8.0	0.0	1.0100	17.1	0.9926	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	2.1	6.0	-6.0	1.0100	11.5	0.9832	13.0			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				77.5	15.6	37.0	-6.0				112.5				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0275	236.32	6011	MDN230	230.00	6	1.0176	234.05
6014	PRO230	230.00	6	1.0259	235.95	6096	FOR230	230.00	6	1.0198	234.55
6100	BAY230	230.00	6	1.0115	232.65	6103	COP23O	230.00	6	1.0022	230.52
6171	PAC230	230.00	6	1.0029	230.68	6178	EST230	230.00	6	1.0189	234.36
6179	GUA230	230.00	6	1.0190	234.38	6182	VEL230	230.00	6	1.0140	233.22
6260	CHA 230	230.00	6	1.0219	235.03	6263	ESP230	230.00	6	1.0217	235.00
6330	BAI230	230.00	6	1.0262	236.03	6340	CAN 230	230.00	6	1.0207	234.76
6360	GLA230	230.00	6	1.0208	234.79	6363	ZAM230	230.00	6	1.0225	235.17
6366	EVA230	230.00	6	1.0234	235.38	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0209	234.80
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0229	235.28	6430	ANTON230	230.00	6	1.0056	231.29
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0294	236.77	6590	24DIC230	230.00	6	1.0012	230.28
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0270	236.22	6690	DOM230	230.00	6	1.0289	236.64
6691	ALTO230	230.00	6	1.0297	236.83	6695	PANDO230	230.00	6	1.0281	236.46
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0283	236.51	6760	SBA230	230.00	6	1.0094	232.16
6840	BUR230	230.00	6	1.0260	235.98	6860	BBL230	230.00	6	1.0133	233.06
6870	TABII230	230.00	6	1.0137	233.16	6880	CHAII230	230.00	6	1.0210	234.83

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9918	228.11	6005	CHO230	230.00	6	0.9853	226.63
6008	LSA230	230.00	6	0.9900	227.70	6105	PAM230	230.00	6	0.9853	226.63
6240	LGU 230	230.00	6	0.9882	227.28	6790	SMA230	230.00	6	0.9908	227.88

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2017

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0232	117.67	6009	LSA115	115.00	6	1.0037	115.42
6012	MDN115	115.00	6	1.0221	117.54	6015	PRO115	115.00	6	1.0220	117.53
6018	CAC115	115.00	6	1.0227	117.61	6024	CHI115	115.00	6	1.0108	116.24
6027	LOC115A	115.00	6	1.0155	116.79	6032	MAR115A	115.00	6	1.0150	116.72
6036	SMA115	115.00	6	1.0227	117.61	6040	SFR115	115.00	6	1.0104	116.20
6047	CLA115	115.00	6	1.0071	115.82	6055	MOS115B	115.00	6	1.0219	117.52
6059	LM1115	115.00	6	1.0088	116.01	6060	LM2115	115.00	6	1.0089	116.03
6066	FFIELD	115.00	6	1.0042	115.48	6074	LMDIST	115.00	6	1.0089	116.02
6087	CAL115	115.00	6	1.0221	117.54	6088	LES115	115.00	6	1.0230	117.64
6092	LVA115	115.00	6	1.0220	117.53	6123	MIR115	115.00	7	1.0323	118.72
6170	CPA115	115.00	6	1.0127	116.46	6173	STR115	115.00	6	1.0092	116.06
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0155	116.78	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0155	116.78
6210	TIN115	115.00	6	1.0207	117.37	6211	PM115-9	115.00	6	1.0213	117.45
6230	CBA115	115.00	6	1.0135	116.55	6261	CHA 115	115.00	6	1.0129	116.48
6270	CAT 115	115.00	6	1.0089	116.02	6280	GIR 115	115.00	6	1.0127	116.46
6290	CATII 11	115.00	6	1.0088	116.02	6331	BAI115	115.00	6	1.0199	117.29
6332	BAM115	115.00	6	1.0197	117.27	6350	PM115-8	115.00	6	1.0190	117.19
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0220	117.53						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

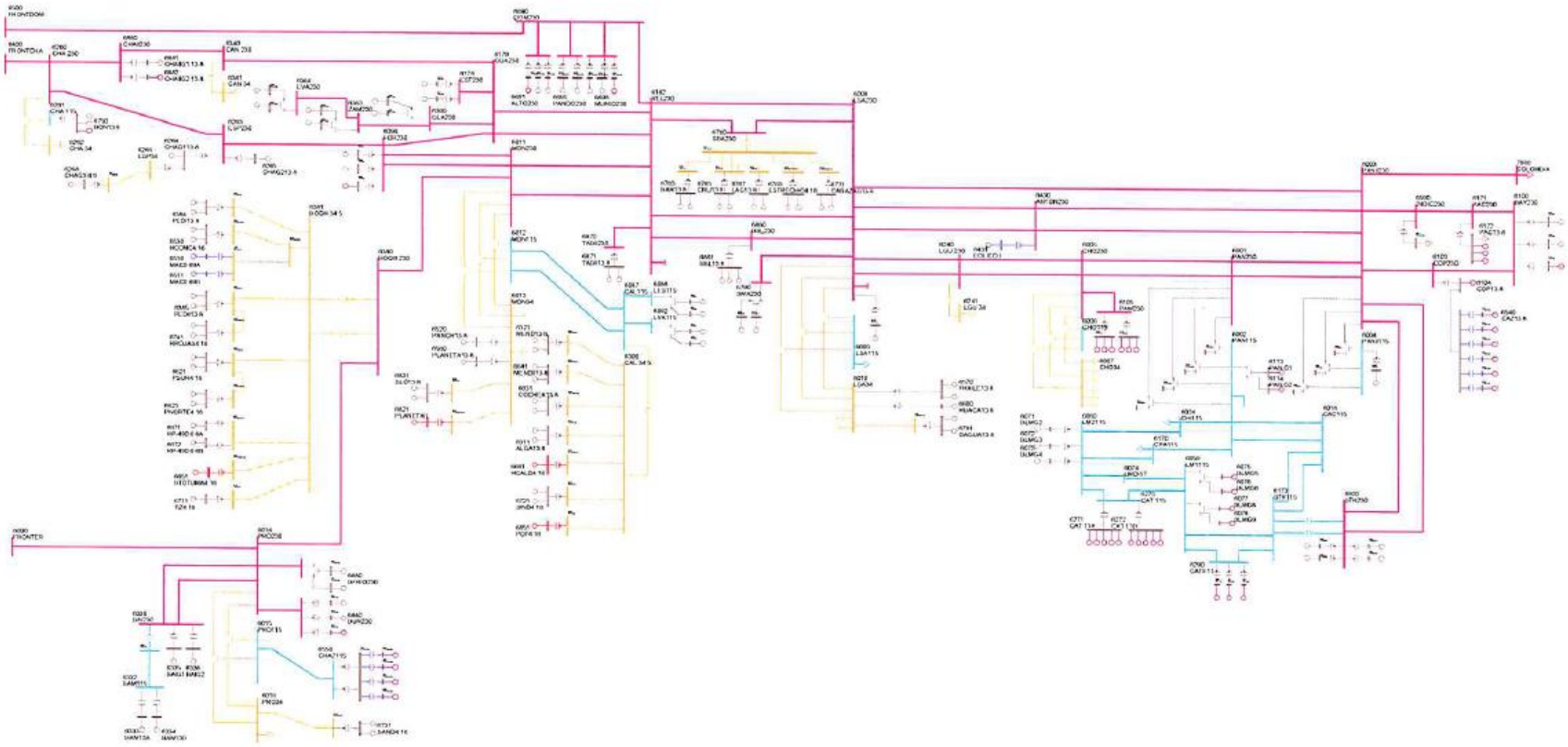
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6004	PANII115	115.00	6	0.9921	114.10	6006	CHO115	115.00	6	0.9721	111.79
6019	CVI115A	115.00	6	0.9961	114.55	6057	TOC115	115.00	6	0.9903	113.89
6580	LBO115	115.00	6	0.9957	114.50						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, MAY 20 2011 9:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2017 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	604.8	758.5	0.0	0.0	0.0	0.0	11.3	-165.1	-165.1	-165.1
GUATEMAL	-5.6	99.0	380.5	0.0	0.0	619.3	167.4	-33.1	-33.1	
2	521.6	512.7	0.0	0.0	0.0	0.0	8.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	31.8	137.7	0.0	0.0	0.0	252.1	97.0	49.1	49.1	
3	557.3	545.5	0.0	0.0	0.0	0.0	11.9	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	-103.9	179.1	45.4	0.0	0.0	514.6	132.3	53.9	53.9	
4	314.0	304.3	0.0	0.0	0.0	0.0	9.7	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-110.8	120.4	51.3	0.0	0.0	309.9	91.6	-64.2	-64.2	
5	762.3	750.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.3	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	-12.9	309.9	0.0	0.0	0.0	571.8	192.5	56.5	56.5	
6	834.7	877.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.9	-64.2	-64.2	-65.0
PANAMA	-222.1	318.3	-186.9	0.0	0.0	515.7	261.8	-99.6	-99.6	
7	77.5	29.2	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	46.2	46.2	47.0
ACANAL	15.6	10.6	-15.9	0.0	0.0	0.0	9.6	11.4	11.4	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-183.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	183.1	183.1	183.1
COLOMBIA	0.0	-26.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.1	26.1	
COLUMN	3672.2	3594.2	0.0	0.0	0.0	0.0	78.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-408.0	1148.9	274.4	0.0	0.0	2783.4	952.1	0.0	0.0	

Año 2020

Demanda Máxima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	4.8	15.0	0.0	1.0300	37.2	0.9920	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	4.8	15.0	0.0	1.0300	37.2	0.9920	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	4.9	15.0	0.0	1.0300	37.2	0.9917	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.3	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9821	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.3	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9821	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.2	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9965	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.2	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9965	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	13.3	50.0	-50.0	1.0100	95.0	0.9904	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	95.0	13.3	50.0	-50.0	1.0100	95.0	0.9904	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	78.9	18.0	30.0	-25.0	1.0200	79.3	0.9748	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	79.2	18.1	30.0	-25.0	1.0200	79.7	0.9749	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.1	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9817	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.1	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9817	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-7.3	52.4	-48.9	0.9900	100.9	0.9973	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-3.9	52.4	-48.9	0.9900	100.7	0.9992	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	10.6	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9749	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9749	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9920	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9920	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.6	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9982	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.6	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9982	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-7.5	14.0	-14.0	1.0000	42.8	0.9846	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-7.5	14.0	-14.0	1.0000	42.8	0.9846	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9902	14.1	0.8649	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9902	14.1	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-3.7	7.8	-7.0	1.0000	16.5	0.9739	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-3.7	7.8	-7.0	1.0000	16.5	0.9739	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-5.5	8.0	-8.0	1.0000	27.2	0.9794	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-5.5	8.0	-8.0	1.0000	27.2	0.9794	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.9	4.9	-4.9	0.9900	9.8	0.9802	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-1.9	4.9	-4.9	0.9900	9.8	0.9802	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-2.4	3.2	-3.6	0.9900	6.7	0.9304	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	-2.4	3.2	-3.6	0.9900	6.7	0.9304	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0182	59.8	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0043	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0043	1.6	0.9985	2.1			64	6

6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9535	5.4	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9999	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9999	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9535	5.0	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9754	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9754	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9754	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9964	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9964	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9900	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9900	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.7	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9938	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.7	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9938	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9996	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9996	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	0.9978	5.4	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0225	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.7	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9953	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.7	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9953	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0029	27.7	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0029	27.7	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0084	23.3	0.9074	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-1.8	9.9	-9.9	1.0000	21.4	0.9966	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9991	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	0.7	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9991	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	1.2	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9969	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	1.2	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9969	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9975	5.0	0.8892	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0209	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0209	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.2	2.2	-2.2	1.0000	4.5	0.9602	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.2	2.2	-2.2	1.0000	4.5	0.9602	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	0.7	2.1	-2.1	1.0000	4.1	0.9844	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	0.7	2.1	-2.1	1.0000	4.1	0.9844	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9991	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9991	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.1	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9184	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.1	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9184	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9508	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9508	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9742	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9742	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.3	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9647	5.6	63 6

6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.3	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9647	5.6			63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.1	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9266	3.3			63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.1	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9266	3.3			63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	0.5	1.6	-1.6	1.0000	3.1	0.9850	3.6			63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	0.5	1.6	-1.6	1.0000	3.1	0.9850	3.6			63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2			63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0020	13.6	0.8894	14.2			63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0662	281.4	0.0000	300.0			63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-0.9	1.8	-1.8	1.0000	3.7	0.9672	4.1			64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9808	4.6	0.8892	4.7			64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9808	4.6	0.8892	4.7			64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9939	17.9	0.8892	18.5			64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9939	17.9	0.8892	18.5			64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0224	4.0	0.8678	4.6			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9730	9.8	0.9059	10.1			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9730	9.8	0.9059	10.1			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9730	2.0	0.9058	2.1			64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	1.5	9.0	-9.0	1.0000	16.5	0.9961	20.5			64	6
6871	TABII13.8	13.800	G2	16.4	1.5	9.0	-9.0	1.0000	16.5	0.9961	20.5			64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	101.7	10.3	52.3	-52.3	1.0100	101.2	0.9949	118.9			64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0852	276.5	0.0000	300.0			61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	80.2	8.1	61.1	-61.1	1.0300	78.2	0.9950	138.9			62	6
6922	CB250A-2	13.800	C2	80.2	8.1	61.1	-61.1	1.0300	78.2	0.9950	138.9			62	6
6923	CB250B-1	13.800	C1	80.2	8.1	61.1	-61.1	1.0300	78.2	0.9950	138.9			62	6
6924	CB250B-2	13.800	C2	80.2	8.1	61.1	-61.1	1.0300	78.2	0.9950	138.9			62	6
SUBSYSTEM TOTALS				2144.3	720.7	1701.3	-1436.8				3461.4				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.4	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9998	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	7.8	11.0	0.0	1.0100	22.1	0.9373	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	9.4	15.0	0.0	1.0100	29.3	0.9476	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.9	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9986	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.2	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9999	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	-3.0	3.0	-3.0	0.9994	5.2	0.8186	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	-3.0	3.0	-3.0	0.9994	5.2	0.8186	6.2			65	7

SUBSYSTEM TOTALS	125.9	13.2	66.0	-24.0	179.8

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0138	233.17	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0099	232.28	6014	PRO230	230.00	6	1.0121	232.78
6096	FOR230	230.00	6	1.0009	230.20	6100	BAY230	230.00	6	1.0273	236.29
6103	COP23O	230.00	6	1.0130	233.00	6171	PAC230	230.00	6	1.0138	233.17
6260	CHA 230	230.00	6	1.0111	232.56	6263	ESP230	230.00	6	1.0102	232.34
6330	BAI230	230.00	6	1.0117	232.69	6340	CAN 230	230.00	6	1.0012	230.28
6360	GLA230	230.00	6	1.0002	230.05	6363	ZAM230	230.00	6	1.0055	231.26
6366	EVA230	230.00	6	1.0084	231.93	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0055	231.27
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0117	232.69	6430	ANTON230	230.00	6	1.0192	234.42
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0228	235.24	6590	24DIC230	230.00	6	1.0113	232.61
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0148	233.40	6690	DOM230	230.00	6	1.0236	235.42
6691	ALTO230	230.00	6	1.0264	236.08	6695	PANDO230	230.00	6	1.0247	235.68
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0244	235.60	6790	SMA230	230.00	6	1.0108	232.49
6840	BUR230	230.00	6	1.0144	233.31	6880	CHAII230	230.00	6	1.0113	232.60
6920	STR230	230.00	6	1.0260	235.99						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9909	227.92	6005	CHO230	230.00	6	0.9774	224.80
6011	MDN230	230.00	6	0.9983	229.61	6105	PAM230	230.00	6	0.9774	224.80
6178	EST230	230.00	6	0.9953	228.91	6179	GUA230	230.00	6	0.9954	228.94
6182	VEL230	230.00	6	0.9952	228.90	6240	LGU 230	230.00	6	0.9897	227.64
6760	SBA230	230.00	6	0.9979	229.52	6860	BBL230	230.00	6	0.9958	229.04
6870	TABII230	230.00	6	0.9962	229.12						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0287	118.30	6004	PANII115	115.00	6	1.0299	118.43
6009	LSA115	115.00	6	1.0216	117.48	6012	MDN115	115.00	6	1.0051	115.58
6015	PRO115	115.00	6	1.0076	115.88	6018	CAC115	115.00	6	1.0280	118.22
6019	CVI115A	115.00	6	1.0188	117.16	6024	CHI115	115.00	6	1.0213	117.45
6027	LOC115A	115.00	6	1.0160	116.84	6032	MAR115A	115.00	6	1.0120	116.38
6036	SMA115	115.00	6	1.0272	118.13	6040	SFR115	115.00	6	1.0114	116.31
6047	CLA115	115.00	6	1.0215	117.47	6055	MOS115B	115.00	6	1.0253	117.90
6057	TOC115	115.00	6	1.0267	118.07	6059	LM1115	115.00	6	1.0227	117.62
6060	LM2115	115.00	6	1.0229	117.63	6066	FFIELD	115.00	6	1.0132	116.52
6074	LMDIST	115.00	6	1.0228	117.62	6087	CAL115	115.00	6	1.0105	116.21
6088	LES115	115.00	6	1.0134	116.54	6092	LVA115	115.00	6	1.0107	116.23
6123	MIR115	115.00	7	1.0371	119.26	6170	CPA115	115.00	6	1.0234	117.69
6173	STR115	115.00	6	1.0264	118.03	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0283	118.25
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0283	118.25	6210	TIN115	115.00	6	1.0237	117.73
6211	PM115-9	115.00	6	1.0245	117.81	6230	CBA115	115.00	6	1.0138	116.59
6261	CHA 115	115.00	6	1.0045	115.52	6270	CAT 115	115.00	6	1.0228	117.62
6280	GIR 115	115.00	6	1.0234	117.69	6290	CATII 11	115.00	6	1.0231	117.66
6332	BAM115	115.00	6	1.0033	115.38	6350	PM115-8	115.00	6	1.0202	117.32
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0076	115.88	6580	LBO115	115.00	6	1.0180	117.07
6910	GON115	115.00	6	1.0261	118.00						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9559	109.93	6331	BAI115	115.00	6	0.9997	114.96

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS					RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	48.0	50.0	96.0	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T3	96.0	100.0	96.0	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	48.0	50.0	96.0	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T1	WND 2	6	T1	48.5	50.0	97.1	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T2	WND 2	6	T2	47.9	50.0	95.7	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T4	WND 2	6	T4	48.5	50.0	97.0	--	--	--	--
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL 34.5	34.500	6	T1	59.9	62.5	95.8	--	--	--	--
6092	LVA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	52.8	54.0	97.8	--	--	--	--

---

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS					RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT

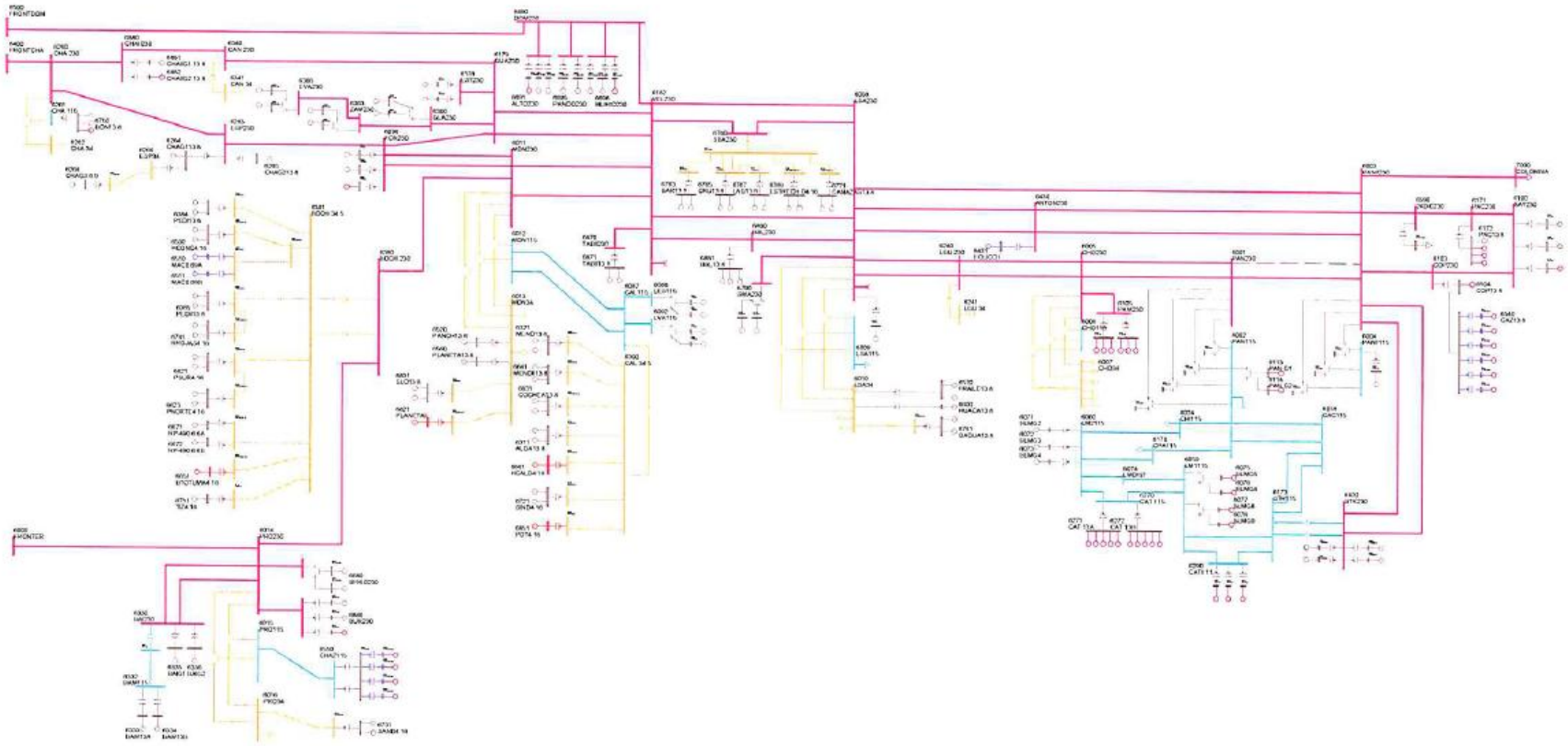
* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:42
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD ASSIGNED TO AREA	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	920.3	1179.4	0.0	0.0	0.0	21.6	-280.7	-280.7	-280.7
GUATEMAL	222.3	340.6	220.5	0.0	604.8	246.6	19.4	19.4	
2	1142.7	1104.0	0.0	0.0	0.0	38.6	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	301.9	367.1	-180.9	0.0	241.0	326.9	29.8	29.8	
3	1239.4	1205.2	0.0	0.0	0.0	34.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	394.2	395.2	-20.4	0.0	468.6	456.2	31.8	31.8	
4	480.0	459.0	0.0	0.0	0.0	21.1	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-12.3	181.0	-12.7	0.0	287.5	188.1	-81.2	-81.2	
5	1521.8	1489.7	0.0	0.0	0.0	32.1	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	270.9	558.4	-226.3	0.0	554.5	439.6	53.8	53.8	
6	2144.3	1911.3	0.0	0.0	0.0	116.5	116.5	116.5	116.4
PANAMA	720.7	334.8	-229.4	0.0	560.9	1245.7	-69.5	-69.5	
7	125.9	62.1	0.0	0.0	0.0	3.8	59.9	59.9	60.0
ACANAL	13.2	10.9	-15.9	0.0	0.0	17.2	1.0	1.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-104.3	0.0	0.0	0.0	0.0	104.3	104.3	104.3
COLOMBIA	0.0	-14.9	0.0	0.0	0.0	0.0	14.9	14.9	
COLUMN	7574.4	7306.4	0.0	0.0	0.0	267.9	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1911.0	2173.2	-465.1	0.0	2717.4	2920.4	0.0	0.0	

Contingencia 1: Panamá – Panamá II (230-1C)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:45
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	7.0	15.0	0.0	1.0300	37.5	0.9834	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	7.0	15.0	0.0	1.0300	37.5	0.9834	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	7.2	15.0	0.0	1.0300	37.6	0.9824	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.4	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9815	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.4	12.0	-5.0	1.0000	22.8	0.9815	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-2.1	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9968	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-2.1	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9968	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	13.8	50.0	-50.0	1.0100	95.1	0.9895	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	95.0	13.8	50.0	-50.0	1.0100	95.1	0.9895	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	82.3	18.4	30.0	-25.0	1.0200	82.7	0.9760	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	79.2	18.0	30.0	-25.0	1.0200	79.7	0.9750	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.2	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9813	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.2	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9813	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-7.2	52.4	-48.9	0.9900	100.9	0.9974	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-3.8	52.4	-48.9	0.9900	100.7	0.9993	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	10.6	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9748	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9748	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9920	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9920	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.6	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9981	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.6	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9981	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-7.3	14.0	-14.0	1.0000	42.8	0.9853	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-7.3	14.0	-14.0	1.0000	42.8	0.9853	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9895	14.1	0.8649	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9895	14.1	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-3.3	7.8	-7.0	1.0000	16.4	0.9791	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-3.3	7.8	-7.0	1.0000	16.4	0.9791	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-5.1	8.0	-8.0	1.0000	27.1	0.9821	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-5.1	8.0	-8.0	1.0000	27.1	0.9821	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.9	4.9	-4.9	0.9900	9.8	0.9807	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-1.9	4.9	-4.9	0.9900	9.8	0.9807	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-2.4	3.2	-3.6	0.9900	6.7	0.9314	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	-2.4	3.2	-3.6	0.9900	6.7	0.9314	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0167	59.9	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0042	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0042	1.6	0.9985	2.1			64	6

6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9533	5.4	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9997	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9997	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9533	5.0	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9741	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9741	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9740	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9956	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9956	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9908	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9908	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.7	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9942	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.7	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9942	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9993	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.1	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9993	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	0.9977	5.4	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0224	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.7	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9952	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.7	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9952	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0027	27.7	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0027	27.7	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0083	23.3	0.9074	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-1.5	9.9	-9.9	1.0000	21.4	0.9975	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	0.9	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9985	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	0.9	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9985	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	1.5	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9956	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	1.5	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9956	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9974	5.0	0.8892	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0209	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0209	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.2	2.2	-2.2	1.0000	4.4	0.9630	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.2	2.2	-2.2	1.0000	4.4	0.9630	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	0.7	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9836	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	0.7	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9836	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9992	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9992	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.2	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9134	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.2	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.9134	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9470	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.9470	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9716	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9716	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9617	5.6	63 6

6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9617	5.6			63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.2	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9203	3.3			63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.2	1.5	-1.5	1.0000	3.1	0.9203	3.3			63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.4	1.6	-1.6	1.0000	3.4	0.9146	3.6			63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	1.4	1.6	-1.6	1.0000	3.4	0.9146	3.6			63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-5.2	6.2	-6.2	1.0000	13.2	0.9208	14.2			63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-5.2	6.2	-6.2	1.0000	13.2	0.9208	14.2			63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0628	282.3	0.0000	300.0			63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-0.7	1.8	-1.8	1.0000	3.6	0.9800	4.1			64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9805	4.6	0.8892	4.7			64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9805	4.6	0.8892	4.7			64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9937	17.9	0.8892	18.5			64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9937	17.9	0.8892	18.5			64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0224	4.0	0.8678	4.6			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9711	9.8	0.9059	10.1			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9711	9.8	0.9059	10.1			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9711	2.0	0.9058	2.1			64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	1.8	9.0	-9.0	1.0000	16.5	0.9938	20.5			64	6
6871	TABII13.8	13.800	G2	16.4	1.8	9.0	-9.0	1.0000	16.5	0.9938	20.5			64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	101.7	10.5	52.3	-52.3	1.0100	101.2	0.9947	118.9			64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	295.3	300.0	-225.0	1.0810	273.2	0.0000	300.0			61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	80.2	10.7	61.1	-61.1	1.0300	78.5	0.9913	138.9			62	6
6922	CB250A-2	13.800	C2	80.2	10.7	61.1	-61.1	1.0300	78.5	0.9913	138.9			62	6
6923	CB250B-1	13.800	C1	80.2	10.7	61.1	-61.1	1.0300	78.5	0.9913	138.9			62	6
6924	CB250B-2	13.800	C2	80.2	10.7	61.1	-61.1	1.0300	78.5	0.9913	138.9			62	6
SUBSYSTEM TOTALS				2147.7	744.9	1701.3	-1436.8				3461.4				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:45
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	1.7	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9953	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	8.9	11.0	0.0	1.0100	22.5	0.9206	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	10.8	15.0	0.0	1.0100	29.7	0.9330	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	2.5	8.0	0.0	1.0100	17.1	0.9898	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.5	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9992	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.5	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9991	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.5	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9991	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	-3.0	3.0	-3.0	0.9953	5.2	0.8186	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	-3.0	3.0	-3.0	0.9953	5.2	0.8186	6.2			65	7

SUBSYSTEM TOTALS	125.9	19.2	66.0	-24.0		179.8

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:45
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0135	233.11	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0064	231.46	6014	PRO230	230.00	6	1.0118	232.72
6096	FOR230	230.00	6	1.0003	230.07	6100	BAY230	230.00	6	1.0274	236.30
6103	COP23O	230.00	6	1.0130	233.00	6171	PAC230	230.00	6	1.0138	233.17
6260	CHA 230	230.00	6	1.0109	232.50	6263	ESP230	230.00	6	1.0099	232.28
6330	BAI230	230.00	6	1.0115	232.64	6340	CAN 230	230.00	6	1.0007	230.16
6363	ZAM230	230.00	6	1.0049	231.13	6366	EVA230	230.00	6	1.0078	231.80
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0051	231.16	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0115	232.64
6430	ANTON230	230.00	6	1.0177	234.07	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0226	235.20
6590	24DIC230	230.00	6	1.0113	232.61	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0145	233.34
6690	DOM230	230.00	6	1.0234	235.37	6691	ALTO230	230.00	6	1.0263	236.04
6695	PANDO230	230.00	6	1.0246	235.65	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0242	235.57
6790	SMA230	230.00	6	1.0074	231.69	6840	BUR230	230.00	6	1.0141	233.25
6880	CHAII230	230.00	6	1.0110	232.53	6920	STR230	230.00	6	1.0243	235.60

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9762	224.53	6005	CHO230	230.00	6	0.9642	221.76
6011	MDN230	230.00	6	0.9975	229.44	6105	PAM230	230.00	6	0.9642	221.76
6178	EST230	230.00	6	0.9946	228.76	6179	GUA230	230.00	6	0.9947	228.78
6182	VEL230	230.00	6	0.9934	228.49	6240	LGU 230	230.00	6	0.9815	225.76
6360	GLA230	230.00	6	0.9996	229.90	6760	SBA230	230.00	6	0.9956	228.99
6860	BBL230	230.00	6	0.9939	228.60	6870	TABII230	230.00	6	0.9945	228.74

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:45
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0154	116.77	6004	PANII115	115.00	6	1.0264	118.03
6009	LSA115	115.00	6	1.0186	117.13	6012	MDN115	115.00	6	1.0046	115.53
6015	PRO115	115.00	6	1.0074	115.85	6018	CAC115	115.00	6	1.0148	116.71
6019	CVI115A	115.00	6	1.0123	116.41	6024	CHI115	115.00	6	1.0135	116.55
6027	LOC115A	115.00	6	1.0032	115.37	6036	SMA115	115.00	6	1.0139	116.60
6047	CLA115	115.00	6	1.0154	116.77	6055	MOS115B	115.00	6	1.0118	116.36
6057	TOC115	115.00	6	1.0232	117.67	6059	LM1115	115.00	6	1.0180	117.07
6060	LM2115	115.00	6	1.0182	117.09	6066	FFIELD	115.00	6	1.0085	115.97
6074	LMDIST	115.00	6	1.0181	117.08	6087	CAL115	115.00	6	1.0102	116.18
6088	LES115	115.00	6	1.0132	116.51	6092	LVA115	115.00	6	1.0104	116.20
6123	MIR115	115.00	7	1.0258	117.97	6170	CPA115	115.00	6	1.0161	116.86
6173	STR115	115.00	6	1.0218	117.51	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0199	117.29
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0199	117.29	6210	TIN115	115.00	6	1.0103	116.18
6211	PM115-9	115.00	6	1.0110	116.27	6230	CBA115	115.00	6	1.0014	115.16
6261	CHA 115	115.00	6	1.0044	115.50	6270	CAT 115	115.00	6	1.0181	117.08
6280	GIR 115	115.00	6	1.0161	116.86	6290	CATII 11	115.00	6	1.0185	117.12
6332	BAM115	115.00	6	1.0032	115.37	6350	PM115-8	115.00	6	1.0071	115.81
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0074	115.85	6580	LBO115	115.00	6	1.0115	116.32
6910	GON115	115.00	6	1.0217	117.50						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9420	108.33	6032	MAR115A	115.00	6	0.9989	114.87
6040	SFR115	115.00	6	0.9996	114.95	6331	BAI115	115.00	6	0.9995	114.94

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:45
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	2B	436.0	350.0	124.6	450.0	96.9	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	48.1	50.0	96.2	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T3	96.2	100.0	96.2	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	48.1	50.0	96.2	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T1	WND 2	6	T1	48.6	50.0	97.2	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T2	WND 2	6	T2	47.9	50.0	95.9	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T4	WND 2	6	T4	48.5	50.0	97.1	--	--	--	--
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL 34.5	34.500	6	T1	59.9	62.5	95.8	--	--	--	--
6092	LVA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	52.8	54.0	97.7	--	--	--	--

---

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:45
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT

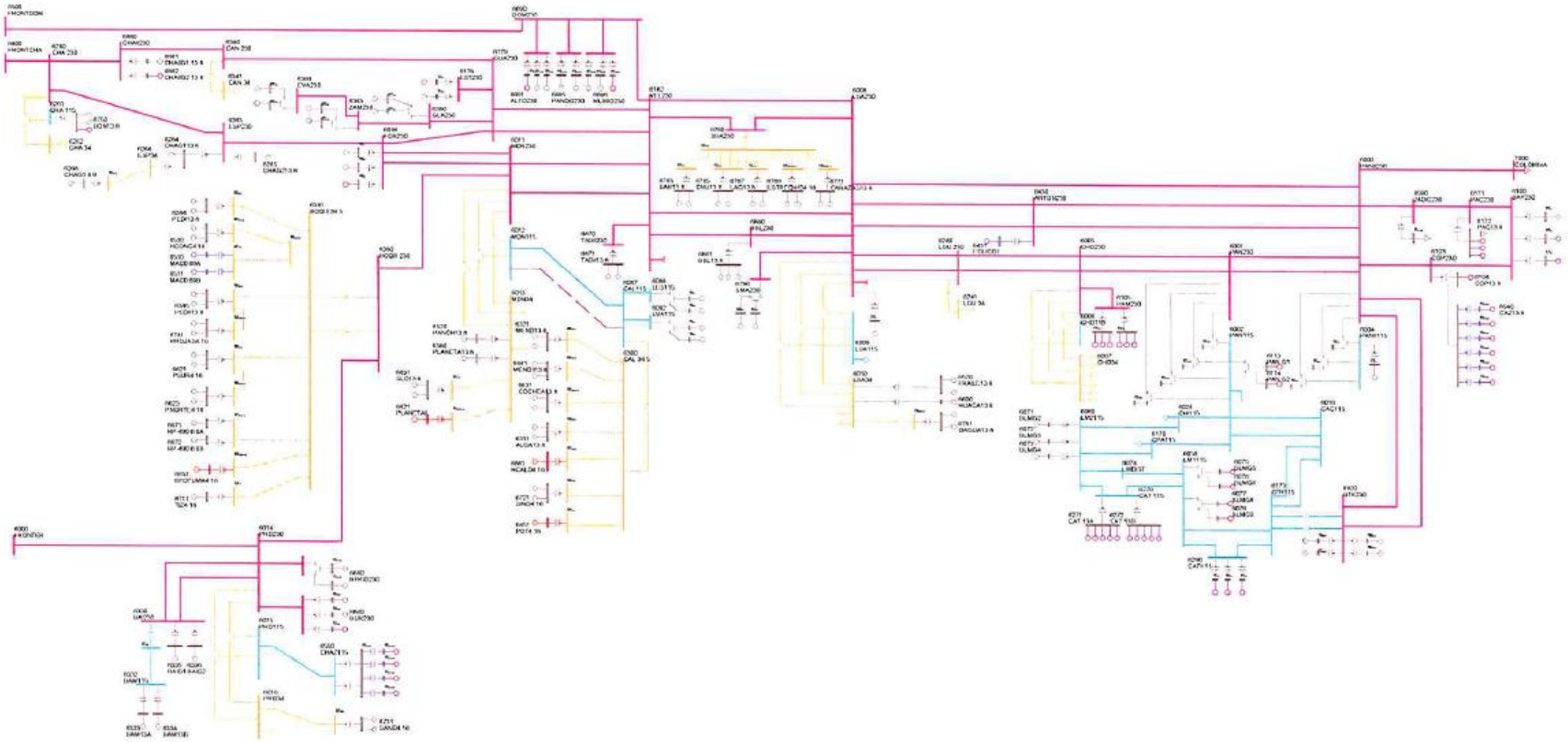
* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:47
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	920.3	1179.4	0.0	0.0	0.0	21.6	-280.7	-280.7	-280.7
GUATEMAL	222.3	340.6	220.5	0.0	604.8	246.6	19.4	19.4	
2	1142.7	1104.0	0.0	0.0	0.0	38.6	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	301.9	367.1	-180.9	0.0	241.0	326.9	29.8	29.8	
3	1239.4	1205.2	0.0	0.0	0.0	34.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	394.2	395.2	-20.4	0.0	468.6	456.2	31.8	31.8	
4	480.0	459.0	0.0	0.0	0.0	21.1	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-12.3	181.0	-12.7	0.0	287.5	188.1	-81.2	-81.2	
5	1521.8	1489.7	0.0	0.0	0.0	32.1	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	271.4	558.4	-226.3	0.0	554.5	439.7	54.2	54.2	
6	2147.7	1911.3	0.0	0.0	0.0	119.8	116.6	116.6	116.4
PANAMA	744.9	334.8	-224.0	0.0	555.3	1264.6	-75.2	-75.2	
7	125.9	62.1	0.0	0.0	0.0	3.9	59.8	59.8	60.0
ACANAL	19.2	10.9	-15.8	0.0	0.0	17.7	6.4	6.4	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-104.3	0.0	0.0	0.0	0.0	104.3	104.3	104.3
COLOMBIA	0.0	-14.9	0.0	0.0	0.0	0.0	14.9	14.9	
COLUMN	7577.8	7306.4	0.0	0.0	0.0	271.4	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1941.7	2173.2	-459.5	0.0	2711.7	2939.8	0.0	0.0	

Contingencia 13: Mata de Nance - Caldera (115-16)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:49
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	4.8	15.0	0.0	1.0300	37.2	0.9920	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	4.8	15.0	0.0	1.0300	37.2	0.9920	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	4.9	15.0	0.0	1.0300	37.2	0.9917	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	4.9	12.0	-5.0	1.0000	22.9	0.9772	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	4.9	12.0	-5.0	1.0000	22.9	0.9772	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-1.6	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9982	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-1.6	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9982	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	14.0	50.0	-50.0	1.0100	95.1	0.9894	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	95.0	14.0	50.0	-50.0	1.0100	95.1	0.9894	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	80.8	18.2	30.0	-25.0	1.0200	81.2	0.9755	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	79.2	18.1	30.0	-25.0	1.0200	79.7	0.9750	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	11.1	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9814	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	11.1	29.0	-29.0	1.0000	58.1	0.9814	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-7.2	52.4	-48.9	0.9900	100.9	0.9974	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-3.7	52.4	-48.9	0.9900	100.7	0.9993	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	10.6	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9741	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9741	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9917	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9917	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.7	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9981	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.7	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9981	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-7.2	14.0	-14.0	1.0000	42.7	0.9857	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-7.2	14.0	-14.0	1.0000	42.7	0.9857	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9897	14.1	0.8649	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9897	14.1	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-3.5	7.8	-7.0	1.0000	16.4	0.9776	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	-3.5	7.8	-7.0	1.0000	16.4	0.9776	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-5.2	8.0	-8.0	1.0000	27.1	0.9813	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-5.2	8.0	-8.0	1.0000	27.1	0.9813	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.9	4.9	-4.9	0.9900	9.8	0.9811	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-1.9	4.9	-4.9	0.9900	9.8	0.9811	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-2.4	3.2	-3.6	0.9900	6.7	0.9321	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	-2.4	3.2	-3.6	0.9900	6.7	0.9321	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0182	59.8	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0041	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0041	1.6	0.9985	2.1			64	6

6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9512	5.4	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9996	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	0.1	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9996	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9512	5.0	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9754	2.9	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9754	2.9	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9753	5.4	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	0.5	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9951	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	0.5	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9951	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9914	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-0.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9914	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.5	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9966	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.5	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9966	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9961	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.3	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9961	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	0.9976	5.4	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0221	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.7	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9952	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.7	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9952	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0025	27.7	0.9576	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0025	27.7	0.9576	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0084	23.3	0.9074	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	-1.6	9.9	-9.9	1.0000	21.4	0.9971	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	0.8	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9988	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	0.8	12.8	-8.3	1.0000	15.8	0.9988	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	1.4	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9962	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	1.4	12.8	-8.3	1.0000	15.9	0.9962	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9973	5.0	0.8892	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0206	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0206	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-1.2	2.2	-2.2	1.0000	4.4	0.9645	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-1.2	2.2	-2.2	1.0000	4.4	0.9645	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	0.8	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9831	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	0.8	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9831	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9992	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9992	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	3.1	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9178	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	3.1	4.0	-4.0	1.0000	7.8	0.9178	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9504	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9504	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9739	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.1	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9739	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9644	5.6	63 6

6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	1.4	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9644	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.1	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9259	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.1	1.5	-1.5	1.0000	3.0	0.9259	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	0.6	1.6	-1.6	1.0000	3.1	0.9839	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	0.6	1.6	-1.6	1.0000	3.1	0.9839	3.6		63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0019	13.6	0.8894	14.2		63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0019	13.6	0.8894	14.2		63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0661	281.4	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	1.3	1.8	-1.8	1.0000	3.8	0.9351	4.1		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9784	4.6	0.8892	4.7		64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9784	4.6	0.8892	4.7		64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9935	17.9	0.8892	18.5		64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9935	17.9	0.8892	18.5		64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0221	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9726	9.8	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9726	9.8	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9726	2.0	0.9058	2.1		64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	1.6	9.0	-9.0	1.0000	16.5	0.9956	20.5		64	6
6871	TABII13.8	13.800	G2	16.4	1.6	9.0	-9.0	1.0000	16.5	0.9956	20.5		64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	101.7	10.5	52.3	-52.3	1.0100	101.2	0.9947	118.9		64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	299.9	300.0	-225.0	1.0851	276.4	0.0000	300.0		61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	80.2	8.1	61.1	-61.1	1.0300	78.2	0.9950	138.9		62	6
6922	CB250A-2	13.800	C2	80.2	8.1	61.1	-61.1	1.0300	78.2	0.9950	138.9		62	6
6923	CB250B-1	13.800	C1	80.2	8.1	61.1	-61.1	1.0300	78.2	0.9950	138.9		62	6
6924	CB250B-2	13.800	C2	80.2	8.1	61.1	-61.1	1.0300	78.2	0.9950	138.9		62	6
SUBSYSTEM TOTALS				2146.2	731.7	1701.3	-1436.8				3461.4			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:49
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	0.4	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9998	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	7.8	11.0	0.0	1.0100	22.1	0.9373	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	9.4	15.0	0.0	1.0100	29.3	0.9476	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.9	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9986	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.2	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9999	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.3	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9997	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	-3.0	3.0	-3.0	0.9994	5.2	0.8186	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	-3.0	3.0	-3.0	0.9994	5.2	0.8186	6.2			65	7

SUBSYSTEM TOTALS	125.9	13.2	66.0	-24.0	179.8

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:49
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0134	233.08	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0098	232.26	6014	PRO230	230.00	6	1.0117	232.68
6096	FOR230	230.00	6	1.0002	230.04	6100	BAY230	230.00	6	1.0274	236.29
6103	COP23O	230.00	6	1.0130	233.00	6171	PAC230	230.00	6	1.0138	233.17
6260	CHA 230	230.00	6	1.0109	232.50	6263	ESP230	230.00	6	1.0099	232.28
6330	BAI230	230.00	6	1.0113	232.61	6340	CAN 230	230.00	6	1.0008	230.19
6363	ZAM230	230.00	6	1.0051	231.17	6366	EVA230	230.00	6	1.0080	231.84
6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0047	231.08	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0115	232.64
6430	ANTON230	230.00	6	1.0192	234.42	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0227	235.22
6590	24DIC230	230.00	6	1.0113	232.61	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0144	233.30
6690	DOM230	230.00	6	1.0235	235.39	6691	ALTO230	230.00	6	1.0264	236.06
6695	PANDO230	230.00	6	1.0246	235.66	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0243	235.59
6790	SMA230	230.00	6	1.0108	232.48	6840	BUR230	230.00	6	1.0140	233.21
6880	CHAII230	230.00	6	1.0110	232.54	6920	STR230	230.00	6	1.0260	235.99

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9909	227.92	6005	CHO230	230.00	6	0.9774	224.81
6011	MDN230	230.00	6	0.9970	229.30	6105	PAM230	230.00	6	0.9774	224.81
6178	EST230	230.00	6	0.9948	228.80	6179	GUA230	230.00	6	0.9949	228.83
6182	VEL230	230.00	6	0.9948	228.80	6240	LGU 230	230.00	6	0.9897	227.63
6360	GLA230	230.00	6	0.9998	229.94	6760	SBA230	230.00	6	0.9977	229.46
6860	BBL230	230.00	6	0.9954	228.95	6870	TABII230	230.00	6	0.9958	229.03

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:49
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0287	118.30	6004	PANII115	115.00	6	1.0299	118.43
6009	LSA115	115.00	6	1.0215	117.47	6012	MDN115	115.00	6	1.0006	115.07
6015	PRO115	115.00	6	1.0073	115.84	6018	CAC115	115.00	6	1.0280	118.22
6019	CVI115A	115.00	6	1.0188	117.16	6024	CHI115	115.00	6	1.0213	117.45
6027	LOC115A	115.00	6	1.0160	116.84	6032	MAR115A	115.00	6	1.0120	116.38
6036	SMA115	115.00	6	1.0273	118.13	6040	SFR115	115.00	6	1.0114	116.31
6047	CLA115	115.00	6	1.0215	117.47	6055	MOS115B	115.00	6	1.0253	117.90
6057	TOC115	115.00	6	1.0267	118.07	6059	LM1115	115.00	6	1.0227	117.62
6060	LM2115	115.00	6	1.0229	117.63	6066	FFIELD	115.00	6	1.0132	116.52
6074	LMDIST	115.00	6	1.0228	117.62	6087	CAL115	115.00	6	1.0084	115.97
6088	LES115	115.00	6	1.0115	116.33	6092	LVA115	115.00	6	1.0086	115.99
6123	MIR115	115.00	7	1.0371	119.27	6170	CPA115	115.00	6	1.0234	117.70
6173	STR115	115.00	6	1.0264	118.03	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0283	118.25
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0283	118.25	6210	TIN115	115.00	6	1.0237	117.73
6211	PM115-9	115.00	6	1.0245	117.81	6230	CBA115	115.00	6	1.0138	116.59
6261	CHA 115	115.00	6	1.0044	115.50	6270	CAT 115	115.00	6	1.0228	117.62
6280	GIR 115	115.00	6	1.0234	117.70	6290	CATII 11	115.00	6	1.0231	117.66
6332	BAM115	115.00	6	1.0031	115.36	6350	PM115-8	115.00	6	1.0202	117.33
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0073	115.84	6580	LBO115	115.00	6	1.0180	117.07
6910	GON115	115.00	6	1.0261	118.00						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9559	109.93	6331	BAI115	115.00	6	0.9994	114.93

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:49
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	48.0	50.0	96.0	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T3	96.0	100.0	96.0	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	48.0	50.0	96.0	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6012	MDN115	115.00	6	6087	CAL115	115.00*	6	15	154.9	93.0	166.6	175.0	88.5	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T1	WND 2	6	T1	48.5	50.0	97.1	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T2	WND 2	6	T2	47.9	50.0	95.7	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T4	WND 2	6	T4	48.5	50.0	97.0	--	--	--	--
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL 34.5	34.500	6	T1	59.8	62.5	95.6	--	--	--	--
6092	LVA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	52.6	54.0	97.4	--	--	--	--

---

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:49
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

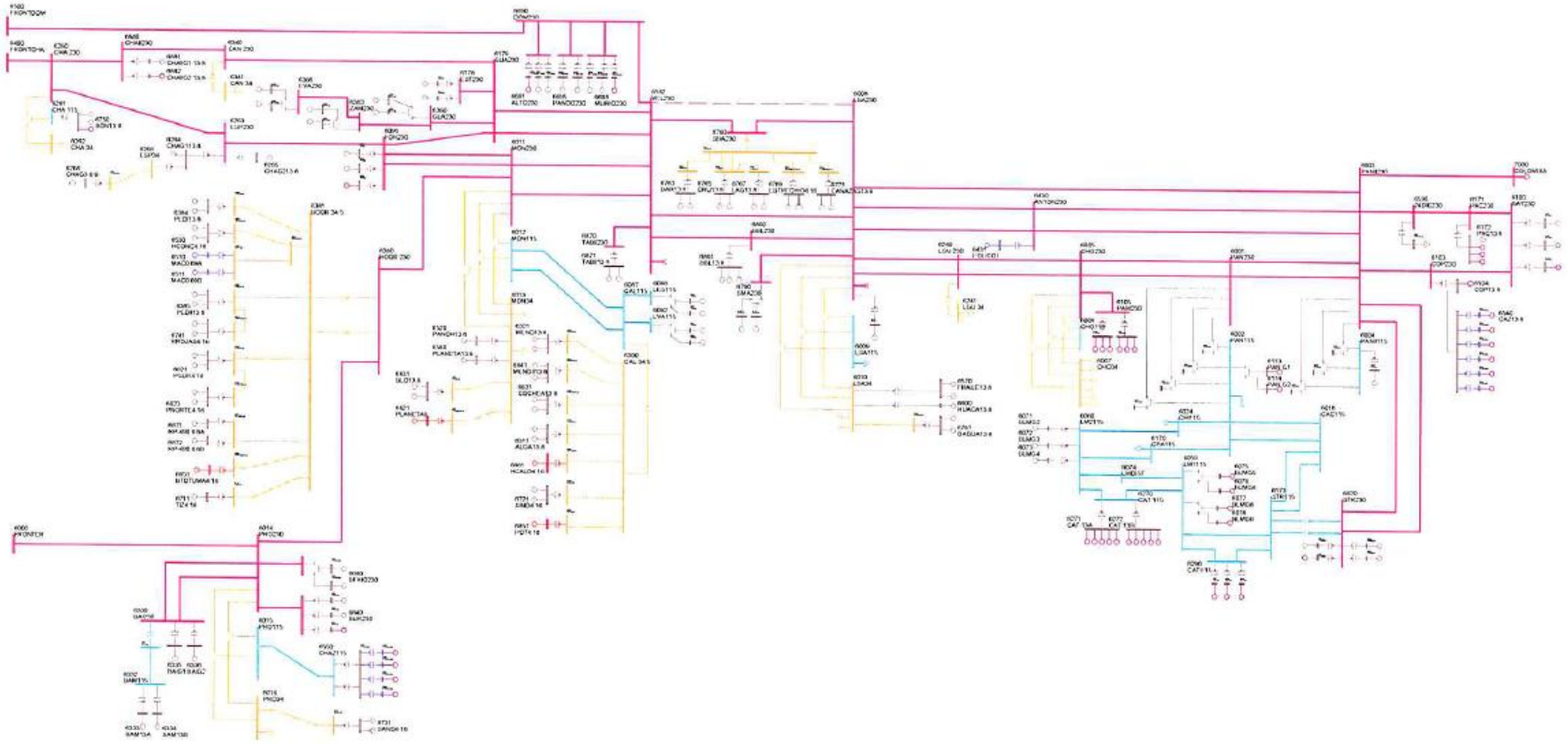
FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:49
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	920.3	1179.4	0.0	0.0	0.0	21.6	-280.7	-280.7	-280.7
GUATEMAL	222.3	340.6	220.5	0.0	604.8	246.6	19.4	19.4	
2	1142.7	1104.0	0.0	0.0	0.0	38.6	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	301.9	367.1	-180.9	0.0	241.0	326.9	29.8	29.8	
3	1239.4	1205.2	0.0	0.0	0.0	34.2	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	394.2	395.2	-20.4	0.0	468.6	456.2	31.8	31.8	
4	480.0	459.0	0.0	0.0	0.0	21.1	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-12.3	181.0	-12.7	0.0	287.5	188.1	-81.2	-81.2	
5	1521.8	1489.7	0.0	0.0	0.0	32.1	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	271.4	558.4	-226.3	0.0	554.5	439.7	54.2	54.2	
6	2146.2	1911.3	0.0	0.0	0.0	118.4	116.5	116.5	116.4
PANAMA	731.7	334.8	-229.4	0.0	559.5	1255.7	-69.9	-69.9	
7	125.9	62.1	0.0	0.0	0.0	3.8	59.9	59.9	60.0
ACANAL	13.2	10.9	-15.9	0.0	0.0	17.2	1.0	1.0	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-104.3	0.0	0.0	0.0	0.0	104.3	104.3	104.3
COLOMBIA	0.0	-14.9	0.0	0.0	0.0	0.0	14.9	14.9	
COLUMN	7576.3	7306.4	0.0	0.0	0.0	269.8	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1922.5	2173.2	-465.1	0.0	2716.0	2930.5	0.0	0.0	

Contingencia 21: Llano Sánchez - Veladero (230-15)



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 23 2011 9:52
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	7.6	15.0	0.0	1.0300	37.6	0.9806	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	7.6	15.0	0.0	1.0300	37.6	0.9806	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	7.8	15.0	0.0	1.0300	37.7	0.9793	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	5.1	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9750	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	22.4	5.1	12.0	-5.0	1.0000	23.0	0.9750	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-1.3	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9988	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	26.0	-1.3	12.0	-5.0	1.0000	26.1	0.9988	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	19.2	50.0	-50.0	1.0100	96.0	0.9802	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	95.0	19.2	50.0	-50.0	1.0100	96.0	0.9802	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	100.3	27.4	30.0	-25.0	1.0200	102.0*	0.9646	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	79.2	25.0	30.0	-25.0	1.0200	81.5	0.9535	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	12.3	29.0	-29.0	1.0000	58.3	0.9773	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	57.0	12.3	29.0	-29.0	1.0000	58.3	0.9773	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-5.4	52.4	-48.9	0.9900	100.8	0.9986	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	99.6	-2.0	52.4	-48.9	0.9900	100.6	0.9998	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9871	10.6	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9738	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9738	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9915	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9915	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9976	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	26.6	1.9	10.0	-10.0	1.0000	26.7	0.9976	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-5.6	14.0	-14.0	1.0000	42.5	0.9912	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	42.1	-5.6	14.0	-14.0	1.0000	42.5	0.9912	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9833	14.2	0.8649	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	12.1	-7.0	7.8	-7.0	0.9833	14.2	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	0.6	7.8	-7.0	1.0000	16.1	0.9993	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	16.1	0.6	7.8	-7.0	1.0000	16.1	0.9993	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-1.4	8.0	-8.0	1.0000	26.6	0.9987	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	26.6	-1.4	8.0	-8.0	1.0000	26.6	0.9987	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.6	4.9	-4.9	0.9900	9.7	0.9858	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.5	-1.6	4.9	-4.9	0.9900	9.7	0.9858	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-2.2	3.2	-3.6	0.9900	6.6	0.9411	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	6.2	-2.2	3.2	-3.6	0.9900	6.6	0.9411	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-9.8	10.5	-10.5	1.0000	60.8	0.9870	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0032	1.6	0.9985	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0032	1.6	0.9985	2.1			64	6

6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9512	5.4	0.9216	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.8	0.5	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9954	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	0.5	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9954	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9512	5.0	0.9058	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9552	3.0	0.9122	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9552	3.0	0.9122	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9551	5.5	0.9084	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9851	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.8	0.8	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9851	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9969	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.8	-0.4	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9969	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.5	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9975	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.5	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9975	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9935	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	0.4	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9935	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	2.5	2.5	-2.5	0.9967	5.4	0.8851	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0220	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.7	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9948	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.8	0.7	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9948	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0000	27.8	0.9580	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0000	27.8	0.9580	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	9.9	9.9	-9.9	1.0066	23.3	0.9074	24.9	64 6
6693	ALTO13B	13.800	G2	21.3	0.8	9.9	-9.9	1.0000	21.3	0.9992	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	3.0	12.8	-8.3	1.0000	16.1	0.9823	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.8	3.0	12.8	-8.3	1.0000	16.1	0.9823	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	3.9	12.8	-8.3	1.0000	16.3	0.9702	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.8	3.9	12.8	-8.3	1.0000	16.3	0.9702	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	2.3	2.3	-2.3	0.9963	5.0	0.8892	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0204	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0204	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-0.7	2.2	-2.2	1.0000	4.3	0.9852	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.3	-0.7	2.2	-2.2	1.0000	4.3	0.9852	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9758	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	4.1	0.9	2.1	-2.1	1.0000	4.2	0.9758	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9999	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.9	-0.1	4.0	-4.0	1.0000	9.9	0.9999	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	4.0	4.0	-4.0	0.9954	8.2	0.8757	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	4.0	4.0	-4.0	0.9954	8.2	0.8757	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	2.3	2.6	-2.6	1.0000	5.2	0.8933	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	2.3	2.6	-2.6	1.0000	5.2	0.8933	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	1.8	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9315	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	1.8	2.6	-2.6	1.0000	5.0	0.9315	5.8	63 6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.9	2.1	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.9175	5.6	63 6

6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G2	4.9	2.1	2.5	-2.5	1.0000	5.4	0.9175	5.6			63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9932	3.2	0.8885	3.3			63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G2	2.8	1.5	1.5	-1.5	0.9932	3.2	0.8885	3.3			63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9811	3.5	0.8897	3.6			63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G2	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9811	3.5	0.8897	3.6			63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	6.2	6.2	-6.2	0.9971	13.7	0.8894	14.2			63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	6.2	6.2	-6.2	0.9971	13.7	0.8894	14.2			63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0442	287.3	0.0000	300.0			63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	1.3	1.8	-1.8	1.0000	3.8	0.9372	4.1			64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9784	4.6	0.8892	4.7			64	6
6831	SLO13.8	13.800	G2	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9784	4.6	0.8892	4.7			64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9911	18.0	0.8892	18.5			64	6
6842	BUR13B	13.800	G2	15.8	8.1	8.1	-8.1	0.9911	18.0	0.8892	18.5			64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0219	4.0	0.8678	4.6			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9520	10.0	0.9059	10.1			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9520	10.0	0.9059	10.1			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9520	2.1	0.9058	2.1			64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	5.5	9.0	-9.0	1.0000	17.3	0.9485	20.5			64	6
6871	TABII13.8	13.800	G2	16.4	5.5	9.0	-9.0	1.0000	17.3	0.9485	20.5			64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	101.7	12.6	52.3	-52.3	1.0100	101.4	0.9924	118.9			64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	300.0	300.0	-225.0	1.0731	279.6	0.0000	300.0			61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	80.2	13.3	61.1	-61.1	1.0300	78.9	0.9864	138.9			62	6
6922	CB250A-2	13.800	C2	80.2	13.3	61.1	-61.1	1.0300	78.9	0.9864	138.9			62	6
6923	CB250B-1	13.800	C1	80.2	13.3	61.1	-61.1	1.0300	78.9	0.9864	138.9			62	6
6924	CB250B-2	13.800	C2	80.2	13.3	61.1	-61.1	1.0300	78.9	0.9864	138.9			62	6
SUBSYSTEM TOTALS				2165.8	876.2	1701.3	-1436.8				3461.4				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 23 2011 9:52
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	1.7	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9951	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	8.9	11.0	0.0	1.0100	22.5	0.9202	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.0	10.8	15.0	0.0	1.0100	29.7	0.9326	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	2.5	8.0	0.0	1.0100	17.1	0.9895	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	0.5	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9991	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	0.5	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9990	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	0.5	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9990	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	-3.0	3.0	-3.0	0.9941	5.3	0.8186	5.6			65	7

6140 GAT6A	6.9000 G5	4.3	-3.0	3.0	-3.0	0.9941	5.3	0.8186	6.2			65	7
SUBSYSTEM TOTALS		125.9	19.4	66.0	-24.0				179.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 23 2011 9:52
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0110	232.54	6014	PRO230	230.00	6	1.0091	232.10
6100	BAY230	230.00	6	1.0184	234.24	6103	COP23O	230.00	6	1.0005	230.10
6171	PAC230	230.00	6	1.0017	230.39	6260	CHA 230	230.00	6	1.0085	231.95
6263	ESP230	230.00	6	1.0075	231.73	6330	BAI230	230.00	6	1.0092	232.12
6366	EVA230	230.00	6	1.0026	230.60	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0006	230.13
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0093	232.14	6430	ANTON230	230.00	6	1.0008	230.18
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0208	234.77	6680	BFRIO230	230.00	6	1.0118	232.72
6690	DOM230	230.00	6	1.0215	234.95	6691	ALTO230	230.00	6	1.0245	235.64
6695	PANDO230	230.00	6	1.0234	235.38	6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0229	235.27
6840	BUR230	230.00	6	1.0114	232.63	6880	CHAII230	230.00	6	1.0083	231.90
6920	STR230	230.00	6	1.0226	235.19						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9773	224.78	6003	PANII230	230.00	6	0.9968	229.26
6005	CHO230	230.00	6	0.9610	221.04	6008	LSA230	230.00	6	0.9867	226.95
6011	MDN230	230.00	6	0.9903	227.78	6096	FOR230	230.00	6	0.9945	228.73
6105	PAM230	230.00	6	0.9610	221.04	6178	EST230	230.00	6	0.9880	227.23
6179	GUA230	230.00	6	0.9880	227.24	6182	VEL230	230.00	6	0.9764	224.58
6240	LGU 230	230.00	6	0.9691	222.89	6340	CAN 230	230.00	6	0.9956	228.98
6360	GLA230	230.00	6	0.9934	228.48	6363	ZAM230	230.00	6	0.9994	229.86
6590	24DIC230	230.00	6	0.9987	229.69	6760	SBA230	230.00	6	0.9713	223.39
6790	SMA230	230.00	6	0.9885	227.34	6860	BBL230	230.00	6	0.9743	224.09

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 23 2011 9:52
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0153	116.76	6004	PANII115	115.00	6	1.0171	116.97
6015	PRO115	115.00	6	1.0054	115.62	6018	CAC115	115.00	6	1.0147	116.69
6019	CVI115A	115.00	6	1.0055	115.63	6024	CHI115	115.00	6	1.0102	116.17
6027	LOC115A	115.00	6	1.0022	115.26	6036	SMA115	115.00	6	1.0138	116.59
6047	CLA115	115.00	6	1.0096	116.10	6055	MOS115B	115.00	6	1.0117	116.35
6057	TOC115	115.00	6	1.0139	116.60	6059	LM1115	115.00	6	1.0168	116.93
6060	LM2115	115.00	6	1.0169	116.94	6066	FFIELD	115.00	6	1.0072	115.82
6074	LMDIST	115.00	6	1.0168	116.93	6087	CAL115	115.00	6	1.0075	115.86
6088	LES115	115.00	6	1.0107	116.23	6092	LVA115	115.00	6	1.0078	115.89
6123	MIR115	115.00	7	1.0257	117.95	6170	CPA115	115.00	6	1.0153	116.76
6173	STR115	115.00	6	1.0205	117.35	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0191	117.20
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0191	117.20	6210	TIN115	115.00	6	1.0102	116.17
6211	PM115-9	115.00	6	1.0109	116.26	6230	CBA115	115.00	6	1.0000	115.00
6261	CHA 115	115.00	6	1.0026	115.30	6270	CAT 115	115.00	6	1.0168	116.93
6280	GIR 115	115.00	6	1.0153	116.76	6290	CATII 11	115.00	6	1.0172	116.97
6332	BAM115	115.00	6	1.0019	115.22	6350	PM115-8	115.00	6	1.0066	115.76
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0054	115.62	6580	LBO115	115.00	6	1.0047	115.54
6910	GON115	115.00	6	1.0136	116.57						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9387	107.95	6009	LSA115	115.00	6	0.9982	114.80
6012	MDN115	115.00	6	0.9999	114.99	6032	MAR115A	115.00	6	0.9981	114.78
6040	SFR115	115.00	6	0.9975	114.72	6331	BAI115	115.00	6	0.9978	114.74

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 23 2011 9:52
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
BRANCH LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	48.1	50.0	96.2	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T3	96.2	100.0	96.2	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	48.1	50.0	96.2	--	--	--	--
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	4A	373.9	314.0	119.1	450.0	83.1	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	57.5	60.0	95.8	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T1	WND 2	6	T1	48.6	50.0	97.2	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T2	WND 2	6	T2	47.9	50.0	95.9	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T4	WND 2	6	T4	48.5	50.0	97.1	--	--	--	--
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL 34.5	34.500	6	T1	59.7	62.5	95.5	--	--	--	--
6092	LVA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	52.5	54.0	97.3	--	--	--	--
6100	BAY230	230.00	6	6101	BAYG1	13.800*	6	T1	104.0	96.0	108.3	--	--	--	--
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	4B	326.6	314.0	104.0	450.0	72.6	--	--

---

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 23 2011 9:52
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
BRANCH LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

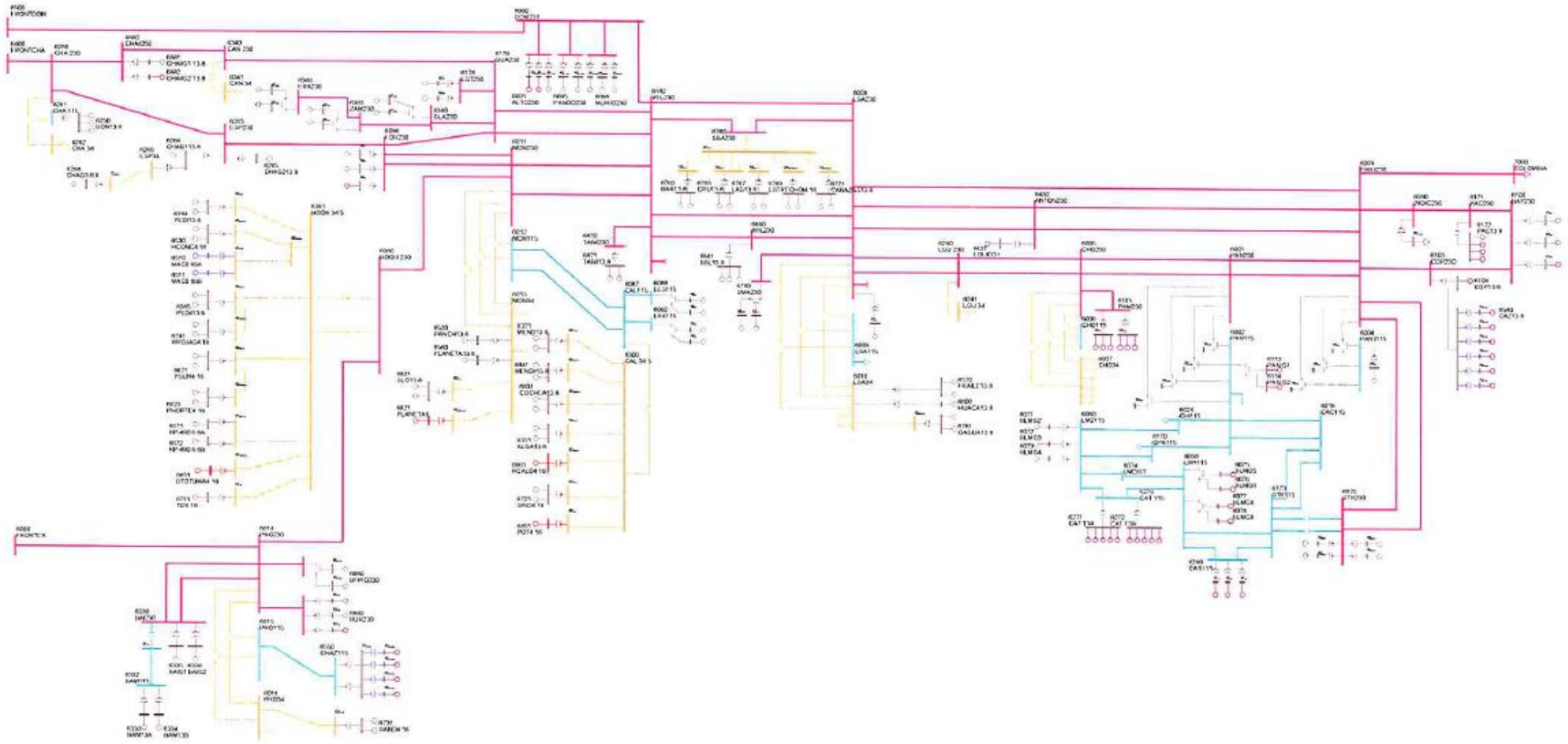
FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, MAY 23 2011 9:55
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AREA TOTALS
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	920.3	1179.4	0.0	0.0	0.0	-280.7	21.6	-280.7
GUATEMAL	222.3	340.6	220.5	0.0	604.8	19.4	246.6	
2	1142.7	1104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.6	0.0
SALVADOR	301.9	367.1	-180.9	0.0	241.0	29.8	326.9	
3	1239.4	1205.2	0.0	0.0	0.0	0.0	34.2	0.0
HONDURAS	394.3	395.2	-20.4	0.0	468.6	31.8	456.3	
4	480.0	459.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.1	0.0
NICARAGU	-12.1	181.0	-12.7	0.0	287.5	-81.1	188.2	
5	1521.8	1489.7	0.0	0.0	0.0	-0.1	32.2	0.0
COSTA RI	276.1	558.4	-226.2	0.0	554.0	57.6	440.3	
6	2165.8	1911.3	0.0	0.0	0.0	116.7	137.8	116.4
PANAMA	876.2	334.8	-223.3	0.0	525.4	-79.0	1369.1	
7	125.9	62.1	0.0	0.0	0.0	59.8	3.9	60.0
ACANAL	19.4	10.9	-15.8	0.0	0.0	6.6	17.7	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-104.3	0.0	0.0	0.0	104.3	0.0	104.3
COLOMBIA	0.0	-14.9	0.0	0.0	0.0	14.9	0.0	
TOTALS	7595.9	7306.4	0.0	0.0	0.0	0.0	289.4	0.0
	2078.0	2173.2	-458.8	0.0	2681.3	0.0	3045.0	

Demanda Máxima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:57
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2020

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	38.0	3.9	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9949	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	38.0	3.9	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9949	47.0			62	6
6073	BLMG4	13.800	V4	38.0	3.9	15.0	0.0	1.0200	37.4	0.9948	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	21.2	3.5	12.0	-5.0	1.0000	21.5	0.9865	27.0			64	6
6091	LESG2	13.800	E2	21.2	3.5	12.0	-5.0	1.0000	21.5	0.9865	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	24.7	-3.1	12.0	-5.0	1.0000	24.9	0.9923	27.0			64	6
6095	LVAG2	13.800	L2	24.7	-3.1	12.0	-5.0	1.0000	24.9	0.9923	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	65.0	5.7	50.0	-50.0	1.0100	64.6	0.9962	111.0			64	6
6098	FORG2	13.800	F2	65.0	5.7	50.0	-50.0	1.0100	64.6	0.9962	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	46.7	16.5	30.0	-25.0	1.0200	48.5	0.9429	94.0			61	6
6102	BAYG2	13.800	B2	46.7	16.5	30.0	-25.0	1.0200	48.5	0.9429	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	54.0	8.8	29.0	-29.0	1.0000	54.7	0.9868	69.0			64	6
6177	ESTG2	13.800	E2	54.0	8.8	29.0	-29.0	1.0000	54.7	0.9868	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	94.4	-5.9	52.4	-48.9	1.0000	94.5	0.9981	116.5			64	6
6265	CHAG213.8	13.800	G2	94.4	-2.3	52.4	-48.9	1.0000	94.4	0.9997	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	8.8	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.1	0.8745	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9758	5.7			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A2	4.3	1.0	2.3	-2.3	1.0000	4.4	0.9758	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9924	9.1	0.8865	10.4			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M2	8.0	4.2	4.2	-4.2	0.9924	9.1	0.8865	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	25.2	1.0	10.0	-10.0	1.0000	25.2	0.9991	30.0			64	6
6334	BAM13B	13.800	G2	25.2	1.0	10.0	-10.0	1.0000	25.2	0.9991	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	39.9	-9.4	14.0	-14.0	1.0000	41.0	0.9734	49.0			64	6
6336	BAIG2	13.800	G2	39.9	-9.4	14.0	-14.0	1.0000	41.0	0.9734	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	11.4	-4.3	7.8	-7.0	1.0000	12.2	0.9349	14.1			64	6
6362	GLA13B	13.800	G2	11.4	-4.3	7.8	-7.0	1.0000	12.2	0.9349	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	15.2	-7.0	7.8	-7.0	1.0007	16.7	0.9084	25.0			64	6
6365	LOR13B	13.800	G2	15.2	-7.0	7.8	-7.0	1.0007	16.7	0.9084	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	25.2	-8.0	8.0	-8.0	1.0014	26.4	0.9531	33.0			64	6
6368	PRU13B	13.800	G2	25.2	-8.0	8.0	-8.0	1.0014	26.4	0.9531	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.0	-0.2	4.9	-4.9	1.0000	9.0	0.9998	12.5			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G2	9.0	-0.2	4.9	-4.9	1.0000	9.0	0.9998	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	5.8	0.3	3.2	-3.6	1.0000	5.9	0.9991	7.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G2	5.8	0.3	3.2	-3.6	1.0000	5.9	0.9991	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	120.0	-21.0	21.0	-21.0	1.0194	119.5	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0069	1.5	0.9983	2.1			64	6
6511	MAC0.69B	0.7000	G2	1.5	-0.1	0.9	-0.1	1.0069	1.5	0.9983	2.1			64	6

6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.5	2.0	2.0	-2.0	0.9565	5.1	0.9138	6.2	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G1	4.5	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.6	0.9812	5.6	64 6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.5	-0.9	2.5	-2.5	1.0000	4.6	0.9812	5.6	64 6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.0	2.0	2.0	-2.0	0.9565	4.7	0.8966	4.9	64 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9797	2.8	0.9036	3.0	63 6
6570	FRAILE13.8	13.800	G2	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9797	2.8	0.9036	3.0	63 6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.5	2.2	2.2	-2.2	0.9796	5.2	0.8995	5.5	63 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.5	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9894	5.6	64 6
6621	PSUR4.16	4.2000	G2	4.5	-0.7	2.5	-2.5	1.0000	4.5	0.9894	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.5	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.7	0.9559	5.6	64 6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G2	4.5	-1.4	2.5	-2.5	1.0000	4.7	0.9559	5.6	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.4	-0.9	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9893	8.4	64 6
6631	COCHEA13.8	13.800	G2	6.4	-0.9	3.7	-3.7	1.0000	6.4	0.9893	8.4	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.3	-0.2	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9989	4.1	64 6
6641	MENDII13.8	13.800	G2	3.3	-0.2	1.9	-1.9	1.0000	3.3	0.9989	4.1	64 6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.5	1.6	2.5	-2.5	1.0000	4.8	0.9443	5.6	64 6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0229	3.8	0.8675	4.4	64 6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.4	0.5	2.3	-2.6	1.0000	6.4	0.9969	7.5	64 6
6672	RP-490 6.6B	6.6000	G2	6.4	0.5	2.3	-2.6	1.0000	6.4	0.9969	7.5	64 6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	25.2	-8.0	8.0	-8.0	1.0058	26.3	0.9531	33.0	64 6
6682	BFRIO13B	13.800	G2	25.2	-8.0	8.0	-8.0	1.0058	26.3	0.9531	33.0	64 6
6692	ALTO13A	13.800	G1	20.2	9.9	9.9	-9.9	1.0089	22.3	0.8984	24.9	64 6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.0	-1.4	12.8	-8.3	1.0000	15.0	0.9957	18.5	64 6
6697	PANDO13B	13.800	G2	15.0	-1.4	12.8	-8.3	1.0000	15.0	0.9957	18.5	64 6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.0	-1.2	12.8	-8.3	1.0000	15.0	0.9967	18.5	64 6
6700	MLIRIO13B	13.800	G2	15.0	-1.2	12.8	-8.3	1.0000	15.0	0.9967	18.5	64 6
6701	MLIRIO13C	13.800	G3	15.0	-1.2	12.8	-8.3	1.0000	15.0	0.9967	18.5	64 6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.2	1.7	2.3	-2.3	1.0000	4.5	0.9287	5.2	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0214	4.8	0.8622	5.6	64 6
6721	SIND4.16	4.2000	G2	4.2	-2.5	2.5	-2.5	1.0214	4.8	0.8622	5.6	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.0	-1.7	2.2	-2.2	1.0000	4.4	0.9225	5.0	64 6
6731	SAND4.16	4.2000	G2	4.0	-1.7	2.2	-2.2	1.0000	4.4	0.9225	5.0	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	3.9	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.0	0.9591	4.8	64 6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G2	3.9	-1.1	2.1	-2.1	1.0000	4.0	0.9591	4.8	64 6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.4	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.4	0.9989	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G2	9.4	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.4	0.9989	35.3	64 6
6750	BON13.8	13.800	G3	9.4	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.4	0.9989	35.3	64 6
6763	BAR13.8	13.800	G1	7.2	2.6	4.0	-4.0	1.0000	7.6	0.9406	9.0	63 6
6763	BAR13.8	13.800	G2	7.2	2.6	4.0	-4.0	1.0000	7.6	0.9406	9.0	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.6	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9673	5.8	63 6
6765	CRU13.8	13.800	G2	4.6	1.2	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9673	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.7	0.8	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9851	5.8	63 6
6767	LAG13.8	13.800	G2	4.7	0.8	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9851	5.8	63 6

6769	ESTRECHO4.164.2000	G1	4.9	1.1	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9775	5.6		63	6
6769	ESTRECHO4.164.2000	G2	4.9	1.1	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9775	5.6		63	6
6771	CAÑAZAS13.8 13.800	G1	2.8	0.9	1.5	-1.5	1.0000	2.9	0.9537	3.3		63	6
6771	CAÑAZAS13.8 13.800	G2	2.8	0.9	1.5	-1.5	1.0000	2.9	0.9537	3.3		63	6
6781	OAGUA13.8 13.800	G1	2.9	-1.6	1.6	-1.6	1.0007	3.3	0.8792	3.6		63	6
6781	OAGUA13.8 13.800	G2	2.9	-1.6	1.6	-1.6	1.0007	3.3	0.8792	3.6		63	6
6791	SMA13A 13.800	G1	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0121	13.5	0.8894	14.2		63	6
6792	SMA13B 13.800	G2	12.2	-6.2	6.2	-6.2	1.0121	13.5	0.8894	14.2		63	6
6810	SVC-LV 13.200	1	0.0	299.5	300.0	-225.0	1.0757	278.4	0.0000	300.0		63	6
6821	PLANETAII 4.1600	G1	3.4	-1.8	1.8	-1.8	1.0022	3.8	0.8788	4.1		64	6
6831	SLO13.8 13.800	G1	3.8	2.1	2.1	-2.1	0.9838	4.4	0.8788	4.7		64	6
6831	SLO13.8 13.800	G2	3.8	2.1	2.1	-2.1	0.9838	4.4	0.8788	4.7		64	6
6841	BUR13A 13.800	G1	15.0	8.1	8.1	-8.1	0.9967	17.1	0.8787	18.5		64	6
6842	BUR13B 13.800	G2	15.0	8.1	8.1	-8.1	0.9967	17.1	0.8787	18.5		64	6
6851	POT4.16 4.1600	G1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0229	4.0	0.8678	4.6		64	6
6861	BBL13.8 13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9834	9.7	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8 13.800	G2	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9834	9.7	0.9059	10.1		64	6
6861	BBL13.8 13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9834	2.0	0.9058	2.1		64	6
6871	TABII13.8 13.800	G1	14.7	-0.8	9.0	-9.0	1.0000	14.7	0.9984	20.5		64	6
6871	TABII13.8 13.800	G2	14.7	-0.8	9.0	-9.0	1.0000	14.7	0.9984	20.5		64	6
6881	CHAIIG1 13.813.800	G1	96.3	5.7	52.3	-52.3	1.0100	95.5	0.9982	118.9		64	6
6900	SVC-LV 13.200	1	0.0	247.4	300.0	-225.0	1.0629	232.8	0.0000	300.0		61	6
6921	CB250A-1 13.800	C1	74.4	5.2	61.1	-61.1	1.0200	73.1	0.9975	138.9		62	6
6922	CB250A-2 13.800	C2	74.4	5.2	61.1	-61.1	1.0200	73.1	0.9975	138.9		62	6
6923	CB250B-1 13.800	C1	74.4	5.2	61.1	-61.1	1.0200	73.1	0.9975	138.9		62	6
6924	CB250B-2 13.800	C2	74.4	5.2	61.1	-61.1	1.0200	73.1	0.9975	138.9		62	6
SUBSYSTEM TOTALS			1998.4	578.2	1718.7	-1449.8				3490.3			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:57
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2020

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	2.4	8.0	0.0	1.0100	17.1	0.9902	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.4	9.5	11.0	0.0	1.0100	22.3	0.9057	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	29.1	11.5	15.0	0.0	1.0100	30.9	0.9301	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	3.4	8.0	0.0	1.0100	17.3	0.9813	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	1.1	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9958	13.0			65	7
6135	MAD6B	6.9000	G2	11.4	1.0	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9964	13.0			65	7
6136	MAD6C	6.9000	G3	11.4	1.0	6.0	-6.0	1.0100	11.3	0.9964	13.0			65	7

6140 GAT6A	6.9000 G4	4.3	2.2	3.0	-3.0	0.9900	4.9	0.8881	5.6			65	7
6140 GAT6A	6.9000 G5	4.3	2.2	3.0	-3.0	0.9900	4.9	0.8881	6.2			65	7
SUBSYSTEM TOTALS		126.4	34.2	66.0	-24.0				179.8				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:57
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0167	233.83	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6008	LSA230	230.00	6	1.0200	234.60	6011	MDN230	230.00	6	1.0044	231.01
6014	PRO230	230.00	6	1.0150	233.45	6096	FOR230	230.00	6	1.0063	231.44
6100	BAY230	230.00	6	1.0261	236.00	6103	COP23O	230.00	6	1.0129	232.98
6171	PAC230	230.00	6	1.0135	233.11	6178	EST230	230.00	6	1.0018	230.41
6179	GUA230	230.00	6	1.0019	230.44	6182	VEL230	230.00	6	1.0054	231.25
6260	CHA 230	230.00	6	1.0168	233.86	6263	ESP230	230.00	6	1.0168	233.87
6330	BAI230	230.00	6	1.0141	233.25	6340	CAN 230	230.00	6	1.0071	231.63
6360	GLA230	230.00	6	1.0062	231.43	6363	ZAM230	230.00	6	1.0107	232.46
6366	EVA230	230.00	6	1.0132	233.04	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0098	232.25
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0172	233.95	6430	ANTON230	230.00	6	1.0219	235.03
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0247	235.69	6590	24DIC230	230.00	6	1.0112	232.58
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0175	234.02	6690	DOM230	230.00	6	1.0253	235.83
6691	ALTO230	230.00	6	1.0269	236.19	6695	PANDO230	230.00	6	1.0258	235.93
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0257	235.91	6760	SBA230	230.00	6	1.0087	232.00
6790	SMA230	230.00	6	1.0209	234.81	6840	BUR230	230.00	6	1.0173	233.97
6860	BBL230	230.00	6	1.0065	231.48	6870	TABII230	230.00	6	1.0059	231.35
6880	CHAII230	230.00	6	1.0164	233.77	6920	STR230	230.00	6	1.0177	234.08

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9916	228.07	6005	CHO230	230.00	6	0.9808	225.57
6105	PAM230	230.00	6	0.9808	225.57	6240	LGU 230	230.00	6	0.9977	229.47

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:57
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0158	116.82	6004	PANII115	115.00	6	1.0163	116.87
6009	LSA115	115.00	6	1.0302	118.47	6012	MDN115	115.00	6	1.0097	116.11
6015	PRO115	115.00	6	1.0099	116.14	6018	CAC115	115.00	6	1.0151	116.74
6019	CVI115A	115.00	6	1.0048	115.55	6024	CHI115	115.00	6	1.0096	116.10
6027	LOC115A	115.00	6	1.0023	115.27	6036	SMA115	115.00	6	1.0143	116.64
6047	CLA115	115.00	6	1.0088	116.02	6055	MOS115B	115.00	6	1.0122	116.40
6057	TOC115	115.00	6	1.0130	116.50	6059	LM1115	115.00	6	1.0150	116.72
6060	LM2115	115.00	6	1.0150	116.72	6066	FFIELD	115.00	6	1.0113	116.30
6074	LMDIST	115.00	6	1.0149	116.72	6087	CAL115	115.00	6	1.0132	116.51
6088	LES115	115.00	6	1.0157	116.81	6092	LVA115	115.00	6	1.0132	116.52
6123	MIR115	115.00	7	1.0256	117.95	6170	CPA115	115.00	6	1.0141	116.62
6173	STR115	115.00	6	1.0179	117.06	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0179	117.06
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0179	117.06	6210	TIN115	115.00	6	1.0106	116.22
6211	PM115-9	115.00	6	1.0114	116.31	6230	CBA115	115.00	6	1.0000	115.00
6261	CHA 115	115.00	6	1.0079	115.91	6270	CAT 115	115.00	6	1.0150	116.72
6280	GIR 115	115.00	6	1.0141	116.62	6290	CATII 11	115.00	6	1.0153	116.76
6331	BAI115	115.00	6	1.0024	115.28	6332	BAM115	115.00	6	1.0055	115.63
6350	PM115-8	115.00	6	1.0068	115.79	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0099	116.14
6580	LBO115	115.00	6	1.0040	115.46	6910	GON115	115.00	6	1.0128	116.47

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6006	CHO115	115.00	6	0.9592	110.31	6032	MAR115A	115.00	6	0.9981	114.79
6040	SFR115	115.00	6	0.9973	114.70						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:57
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2020
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	48.3	50.0	96.6	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T3	96.6	100.0	96.6	--	--	--	--
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	48.3	50.0	96.6	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	57.8	60.0	96.4	--	--	--	--
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	57.8	60.0	96.4	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T1	WND 2	6	T1	48.9	50.0	97.8	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T2	WND 2	6	T2	48.2	50.0	96.5	--	--	--	--
6027	LOC115A	115.00*	6	3WNDTR	LOC T4	WND 2	6	T4	48.9	50.0	97.7	--	--	--	--
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL 34.5	34.500	6	T1	60.0	62.5	96.1	--	--	--	--

---

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:57
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2020
OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS						RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT

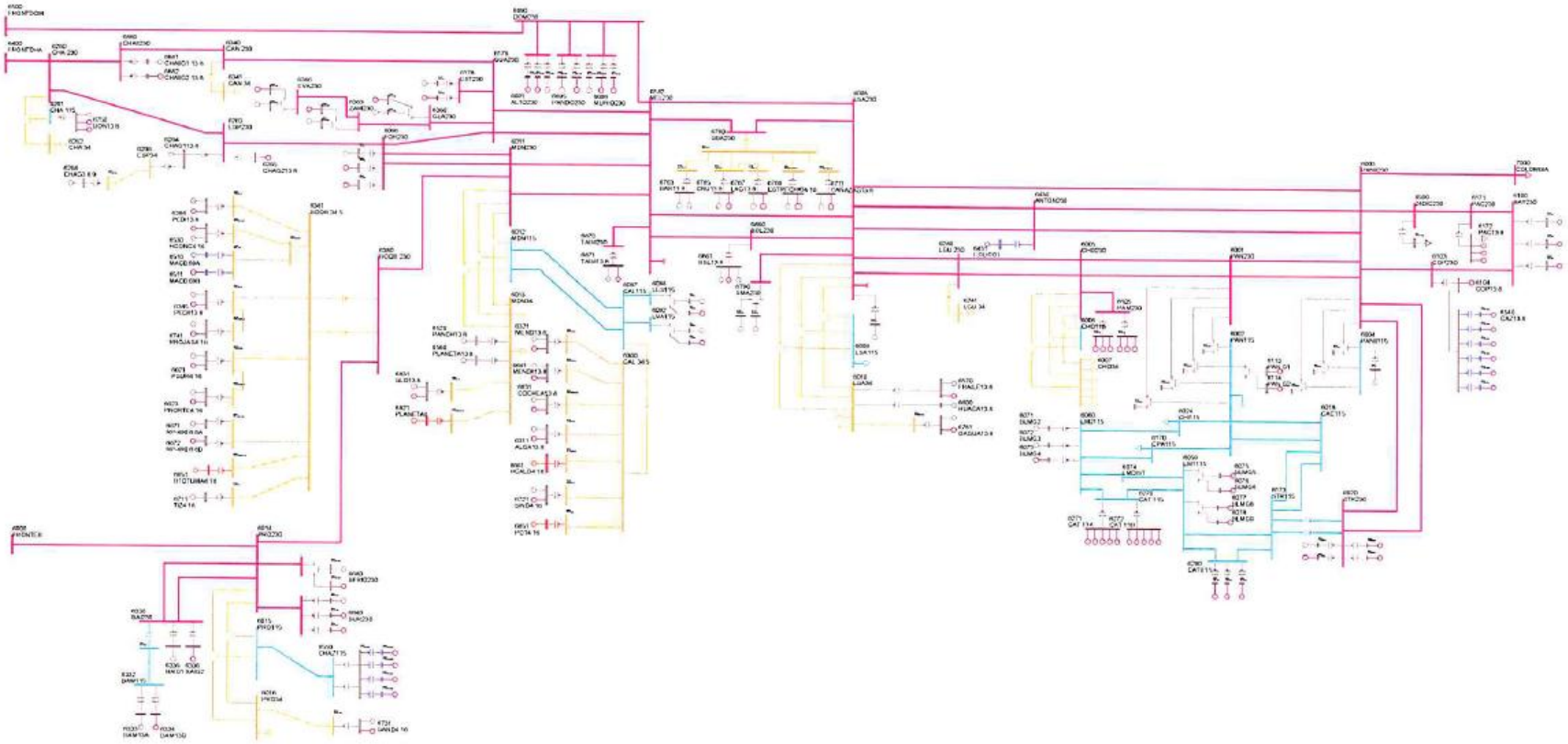
* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:57
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA SECA 2020

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	967.2	1179.4	0.0	0.0	0.0	22.7	-234.9	-234.9	-234.9
GUATEMAL	215.9	340.6	219.9	0.0	604.2	253.9	5.7	5.7	
2	1139.8	1104.0	0.0	0.0	0.0	35.7	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	285.8	367.1	-181.5	0.0	242.1	309.6	32.7	32.7	
3	1236.9	1205.2	0.0	0.0	0.0	31.7	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	374.2	395.2	-20.4	0.0	472.0	437.3	34.0	34.0	
4	476.3	459.0	0.0	0.0	0.0	17.2	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-34.7	181.0	-12.9	0.0	291.5	161.4	-72.8	-72.8	
5	1519.0	1489.7	0.0	0.0	0.0	29.4	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	243.8	558.4	-226.8	0.0	556.7	421.4	47.5	47.5	
6	1998.4	1923.1	0.0	0.0	0.0	104.4	-29.1	-29.1	-29.1
PANAMA	578.2	336.9	-221.3	0.0	566.2	1126.3	-97.5	-97.5	
7	126.4	62.5	0.0	0.0	0.0	3.9	60.0	60.0	60.0
ACANAL	34.2	10.9	-15.6	0.0	0.0	17.7	21.2	21.2	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-204.0	0.0	0.0	0.0	0.0	204.0	204.0	204.0
COLOMBIA	0.0	-29.1	0.0	0.0	0.0	0.0	29.1	29.1	
COLUMN	7463.9	7218.9	0.0	0.0	0.0	245.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1697.4	2161.1	-458.6	0.0	2732.8	2727.7	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Invierno



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:59
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	20.0	1.2	15.0	0.0	1.0100	19.8	0.9982	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	20.0	1.2	15.0	0.0	1.0100	19.8	0.9982	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	22.4	-1.8	12.0	-5.0	0.9900	22.7	0.9969	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	26.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0040	26.4	0.9820	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	95.0	-2.8	50.0	-50.0	1.0100	94.1	0.9996	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	77.8	15.6	30.0	-25.0	1.0000	79.4	0.9806	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	57.0	7.4	29.0	-29.0	1.0000	57.5	0.9917	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	99.6	-12.3	52.4	-48.9	1.0000	100.4	0.9924	116.5			64	6
6268	CHAG3 6.9	6.9000	G3	9.3	4.9	4.9	-4.1	0.9969	10.5	0.8852	10.9			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.8	1.5	2.3	-2.3	1.0000	5.1	0.9546	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.9	4.2	4.2	-4.2	0.9893	9.9	0.9060	10.4			64	6
6333	BAM13A	13.800	G1	26.6	-0.8	10.0	-10.0	1.0000	26.6	0.9995	30.0			64	6
6335	BAIG1	13.800	G1	42.1	-14.0	14.0	-14.0	1.0044	44.2	0.9490	49.0			64	6
6361	GLA13A	13.800	G1	12.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0102	13.8	0.8649	14.1			64	6
6364	LOR13A	13.800	G1	16.1	-7.0	7.8	-7.0	1.0125	17.3	0.9167	25.0			64	6
6367	PRU13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0124	27.4	0.9576	33.0			64	6
6384	PEDI13.8	13.800	G1	9.5	-1.5	4.9	-4.9	1.0000	9.6	0.9874	12.5			64	6
6385	PEDII13.8	13.800	G1	6.2	-0.7	3.2	-3.6	1.0000	6.2	0.9939	7.5			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	60.0	-10.5	10.5	-10.5	1.0109	60.3	0.9850	152.3			63	6
6510	MAC0.69A	0.7000	G1	1.6	-0.1	0.9	-0.1	1.0063	1.6	0.9985	2.1			64	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9701	5.3	0.9216	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0001	5.4	0.8851	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.3	2.0	2.0	-2.0	0.9701	4.9	0.9058	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.6	1.2	1.2	-1.2	0.9633	3.0	0.9122	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.8	2.2	2.2	-2.2	0.9640	5.5	0.9084	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0001	5.4	0.8851	5.6			64	6
6623	PNORTE4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0003	5.4	0.8851	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	7.1	-3.7	3.7	-3.7	1.0024	8.0	0.8877	8.4			64	6
6641	MENDII13.8	13.800	G1	3.7	-1.9	1.9	-1.9	1.0034	4.1	0.8915	4.1			64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.8	-2.2	2.5	-2.5	1.0000	5.3	0.9042	5.6			64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.8	-2.0	2.0	-2.0	1.0285	4.2	0.8897	4.4			64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.8	0.2	2.3	-2.6	1.0000	6.8	0.9996	7.5			64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	26.6	-8.0	8.0	-8.0	1.0169	27.3	0.9576	33.0			64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	21.3	0.7	9.9	-9.9	1.0100	21.1	0.9995	24.9			64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.8	-8.3	12.8	-8.3	1.0032	17.8	0.8855	18.5			64	6
6699	MLIRIO13A	13.800	G1	15.8	-8.3	12.8	-8.3	1.0034	17.8	0.8855	18.5			64	6
6711	TIZ4.16	4.2000	G1	4.4	-2.1	2.3	-2.3	1.0000	4.9	0.8996	5.2			64	6

6721	SIND4.16	4.2000	G1	4.8	-2.5	2.5	-2.5	1.0282	5.2	0.8851	5.6	64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.3	-2.2	2.2	-2.2	1.0124	4.7	0.8892	5.0	64	6
6741	RROJAS4.16	4.2000	G1	4.1	-2.0	2.1	-2.1	1.0000	4.6	0.8967	4.8	64	6
6750	BON13.8	13.800	G1	9.9	-4.0	4.0	-4.0	1.0050	10.6	0.9273	35.3	64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.8	2.0	4.0	-4.0	1.0000	7.1	0.9589	9.0	63	6
6763	BAR13.8	13.800	G2	6.8	2.0	4.0	-4.0	1.0000	7.1	0.9589	9.0	63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.4	2.1	2.6	-2.6	1.0000	4.9	0.8995	5.8	63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.4	1.6	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9372	5.8	63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.7	1.9	2.5	-2.5	1.0000	5.1	0.9237	5.6	63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.7	1.5	1.5	-1.5	0.9977	3.0	0.8780	3.3	63	6
6781	OAGUA13.8	13.800	G1	3.1	1.6	1.6	-1.6	0.9881	3.5	0.8896	3.6	63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	12.2	-0.8	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9979	14.2	63	6
6792	SMA13B	13.800	G2	12.2	-0.8	6.2	-6.2	1.0000	12.2	0.9979	14.2	63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	-11.2	300.0	-225.0	0.9978	11.2	0.0000	300.0	63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.5	-1.8	1.8	-1.8	1.0166	3.9	0.8892	4.1	64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	4.0	2.1	2.1	-2.1	0.9952	4.5	0.8892	4.7	64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.8	-1.2	8.1	-8.1	1.0000	15.9	0.9971	18.5	64	6
6851	POT4.16	4.1600	G1	4.0	-2.0	2.0	-2.0	1.0285	4.3	0.8899	4.6	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.6	4.0	4.0	-3.0	0.9899	9.6	0.9059	10.1	64	6
6861	BBL13.8	13.800	G3	1.8	0.8	0.8	-0.6	0.9899	2.0	0.9057	2.1	64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	16.4	-6.1	9.0	-9.0	1.0000	17.5	0.9380	20.5	64	6
6881	CHAIIG1 13.8	13.800	G1	96.3	-8.6	52.3	-52.3	1.0000	96.7	0.9960	118.9	64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	80.1	300.0	-225.0	1.0142	79.0	0.0000	300.0	61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	100.0	-5.2	61.1	-61.1	1.0000	100.1	0.9987	138.9	62	6
SUBSYSTEM TOTALS				1112.9	-20.0	1149.9	-934.7				2100.9		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:59
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	1.4	8.0	0.0	1.0100	17.0	0.9967	27.7			65	7
6128	MIR13C	12.000	G3	20.9	8.6	11.0	0.0	1.0100	22.4	0.9243	29.4			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	24.7	10.9	15.0	0.0	1.0100	26.7	0.9149	44.1			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.7	2.6	6.0	-6.0	1.0100	11.9	0.9753	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	0.4	3.0	-3.0	0.9900	4.3	0.9952	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	0.4	3.0	-3.0	0.9900	4.3	0.9952	6.2			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				82.9	24.4	46.0	-12.0				126.1				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:59
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0281	236.47	6011	MDN230	230.00	6	1.0168	233.86
6014	PRO230	230.00	6	1.0255	235.86	6096	FOR230	230.00	6	1.0183	234.22
6100	BAY230	230.00	6	1.0098	232.25	6103	COP23O	230.00	6	1.0020	230.45
6171	PAC230	230.00	6	1.0022	230.50	6178	EST230	230.00	6	1.0163	233.74
6179	GUA230	230.00	6	1.0164	233.76	6182	VEL230	230.00	6	1.0144	233.31
6260	CHA 230	230.00	6	1.0272	236.26	6263	ESP230	230.00	6	1.0265	236.09
6330	BAI230	230.00	6	1.0248	235.70	6340	CAN 230	230.00	6	1.0202	234.65
6360	GLA230	230.00	6	1.0186	234.28	6363	ZAM230	230.00	6	1.0210	234.83
6366	EVA230	230.00	6	1.0224	235.14	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0201	234.62
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0292	236.71	6430	ANTON230	230.00	6	1.0120	232.75
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0338	237.79	6590	24DIC230	230.00	6	1.0007	230.16
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0268	236.17	6690	DOM230	230.00	6	1.0335	237.71
6691	ALTO230	230.00	6	1.0349	238.02	6695	PANDO230	230.00	6	1.0328	237.54
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0330	237.59	6760	SBA230	230.00	6	1.0112	232.57
6790	SMA230	230.00	6	1.0013	230.29	6840	BUR230	230.00	6	1.0257	235.91
6860	BBL230	230.00	6	1.0139	233.19	6870	TABII230	230.00	6	1.0141	233.25
6880	CHAII230	230.00	6	1.0255	235.87	6920	STR230	230.00	6	1.0058	231.34

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9891	227.48	6005	CHO230	230.00	6	0.9826	226.00
6105	PAM230	230.00	6	0.9826	226.00	6240	LGU 230	230.00	6	0.9909	227.91

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:59
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0233	117.68	6009	LSA115	115.00	6	1.0109	116.25
6012	MDN115	115.00	6	1.0249	117.86	6015	PRO115	115.00	6	1.0211	117.43
6018	CAC115	115.00	6	1.0227	117.61	6024	CHI115	115.00	6	1.0072	115.83
6027	LOC115A	115.00	6	1.0138	116.59	6032	MAR115A	115.00	6	1.0125	116.44
6036	SMA115	115.00	6	1.0226	117.60	6040	SFR115	115.00	6	1.0085	115.98
6047	CLA115	115.00	6	1.0008	115.10	6055	MOS115B	115.00	6	1.0216	117.48
6059	LM1115	115.00	6	1.0083	115.95	6060	LM2115	115.00	6	1.0083	115.96
6066	FFIELD	115.00	6	1.0056	115.65	6074	LMDIST	115.00	6	1.0083	115.95
6087	CAL115	115.00	6	1.0227	117.61	6088	LES115	115.00	6	1.0229	117.64
6092	LVA115	115.00	6	1.0226	117.60	6123	MIR115	115.00	7	1.0323	118.71
6170	CPA115	115.00	6	1.0122	116.40	6173	STR115	115.00	6	1.0101	116.16
6174	PM115-1A	115.00	6	1.0165	116.90	6175	PM115-2A	115.00	6	1.0165	116.90
6210	TIN115	115.00	6	1.0203	117.33	6211	PM115-9	115.00	6	1.0209	117.41
6230	CBA115	115.00	6	1.0116	116.34	6261	CHA 115	115.00	6	1.0179	117.06
6270	CAT 115	115.00	6	1.0083	115.96	6280	GIR 115	115.00	6	1.0122	116.40
6290	CATII 11	115.00	6	1.0085	115.98	6331	BAI115	115.00	6	1.0179	117.06
6332	BAM115	115.00	6	1.0181	117.08	6350	PM115-8	115.00	6	1.0178	117.04
6550	CHAZ115	115.00	6	1.0211	117.43						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6004	PANII115	115.00	6	0.9984	114.81	6006	CHO115	115.00	6	0.9668	111.19
6019	CVI115A	115.00	6	0.9989	114.87	6057	TOC115	115.00	6	0.9962	114.56
6580	LBO115	115.00	6	0.9983	114.80	6910	GON115	115.00	6	0.9984	114.82

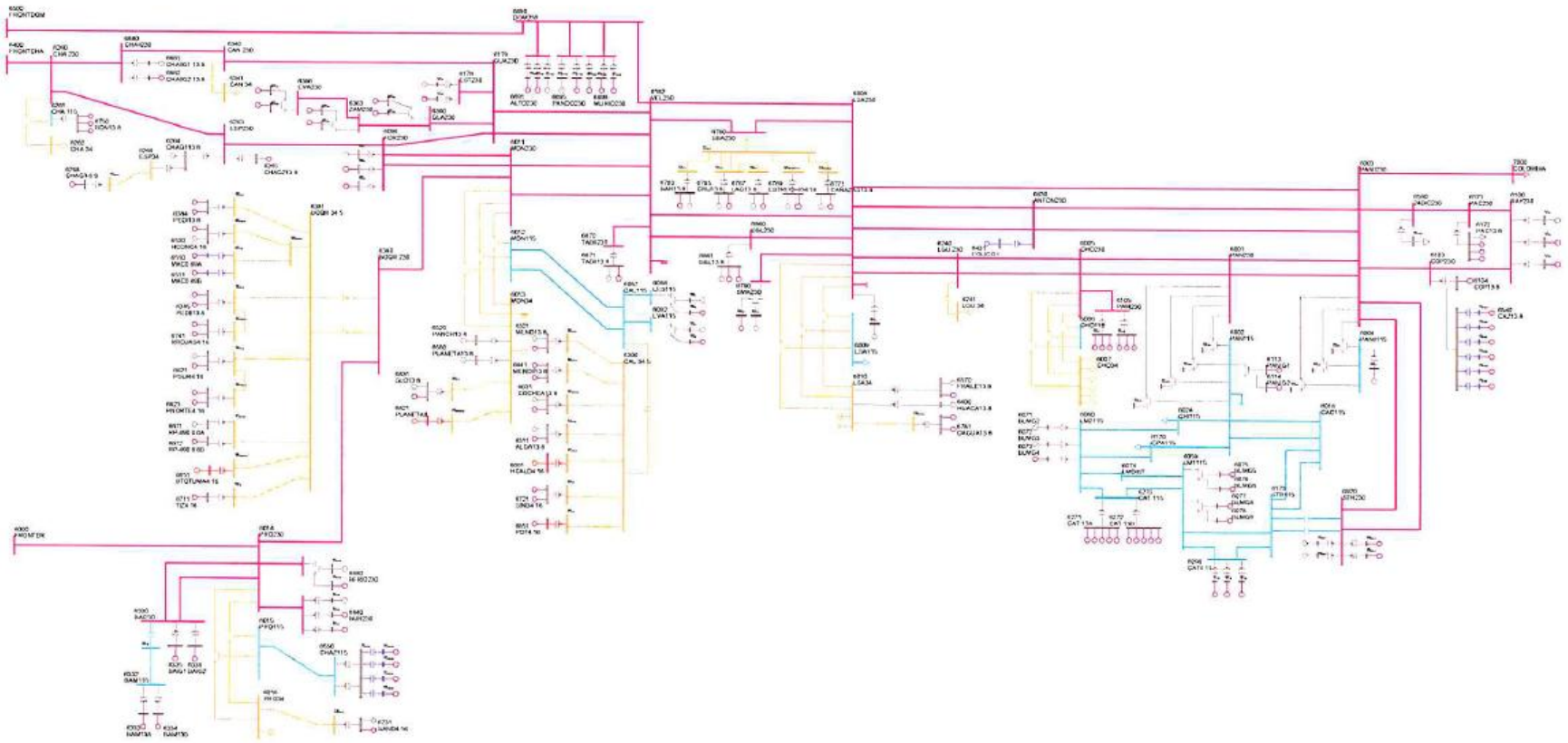
```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, MAY 23 2011   9:59
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                  * NONE *

-------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, MAY 23 2011   9:59
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS -----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                  * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 9:59
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	694.0	773.5	0.0	0.0	0.0	11.1	-90.6	-90.6	-90.6
GUATEMAL	-13.6	100.4	384.9	0.0	621.8	175.2	-52.3	-52.3	
2	522.5	512.7	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	12.4	137.7	-22.6	0.0	254.8	99.5	52.5	52.5	
3	560.0	545.5	0.0	0.0	0.0	14.5	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	-112.8	179.1	40.7	0.0	516.0	130.1	53.4	53.4	
4	304.1	298.5	0.0	0.0	0.0	5.6	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-144.2	118.2	51.7	0.0	316.3	64.0	-61.7	-61.7	
5	775.8	769.0	0.0	0.0	0.0	6.9	0.0	0.0	0.0
COSTA RI	-99.7	302.3	-13.9	0.0	594.0	134.7	71.2	71.2	
6	1112.9	1051.2	0.0	0.0	0.0	45.2	16.5	16.5	16.3
PANAMA	-20.0	381.5	-228.1	0.0	564.3	476.6	-85.8	-85.8	
7	82.9	34.2	0.0	0.0	0.0	1.9	46.9	46.9	47.0
ACANAL	24.4	12.4	-15.8	0.0	0.0	9.1	18.8	18.8	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-27.3	0.0	0.0	0.0	0.0	27.3	27.3	27.3
COLOMBIA	0.0	-3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	3.9	
COLUMN	4052.4	3957.3	0.0	0.0	0.0	95.1	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-353.5	1227.6	196.9	0.0	2867.2	1089.2	0.0	0.0	

Demanda Mínima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 10:06
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2020

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6071	BLMG2	13.800	V2	20.0	3.7	15.0	0.0	1.0200	19.9	0.9829	47.0			62	6
6072	BLMG3	13.800	V3	20.0	3.7	15.0	0.0	1.0200	19.9	0.9829	47.0			62	6
6090	LESG1	13.800	E1	21.2	1.2	12.0	-5.0	1.0000	21.3	0.9985	27.0			64	6
6094	LVAG1	13.800	L1	24.7	-5.0	12.0	-5.0	1.0043	25.1	0.9801	27.0			64	6
6097	FORG1	13.800	F1	75.0	-16.3	50.0	-50.0	1.0000	76.8	0.9771	111.0			64	6
6101	BAYG1	13.800	B1	68.5	14.9	30.0	-25.0	1.0000	70.1	0.9773	94.0			61	6
6176	ESTG1	13.800	E1	54.0	5.4	29.0	-29.0	1.0000	54.3	0.9950	69.0			64	6
6264	CHAG113.8	13.800	G1	94.4	-15.6	52.4	-48.9	0.9900	96.6	0.9866	116.5			64	6
6311	ALGA13.8	13.800	A1	4.6	-0.4	2.3	-2.3	0.9850	4.7	0.9970	5.7			64	6
6321	MEND13.8	13.800	M1	8.4	1.1	4.2	-4.2	0.9900	8.6	0.9910	10.4			64	6
6431	EOLICO I	0.6000	G1	100.0	-17.5	17.5	-17.5	1.0045	101.1	0.9850	152.3			63	6
6520	PANCH13.8	13.800	P1	4.5	2.0	2.0	-2.0	0.9496	5.2	0.9138	6.2			64	6
6530	HCONC4.16	4.2000	G2	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0142	5.1	0.8744	5.6			64	6
6560	PLANETA13.8	13.800	G1	4.1	2.0	2.0	-2.0	0.9496	4.8	0.8966	4.9			64	6
6570	FRAILE13.8	13.800	G1	2.5	1.2	1.2	-1.2	0.9511	2.9	0.9036	3.0			63	6
6600	HUACA13.8	13.800	G1	4.5	2.2	2.2	-2.2	0.9517	5.3	0.8995	5.5			63	6
6621	PSUR4.16	4.2000	G1	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0138	5.1	0.8744	5.6			64	6
6631	COCHEA13.8	13.800	G1	6.8	-3.7	3.7	-3.7	1.0082	7.6	0.8771	8.4			64	6
6651	BTOTUMA4.16	4.1600	G1	4.5	-2.5	2.5	-2.5	1.0138	5.1	0.8744	5.6			64	6
6661	HCALD4.16	4.1600	G1	3.6	-2.0	2.0	-2.0	1.0345	4.0	0.8793	4.4			64	6
6671	RP-490 6.6A	6.6000	G1	6.4	-0.4	2.3	-2.6	1.0000	6.4	0.9976	7.5			64	6
6681	BFRIO13A	13.800	G1	25.2	-8.0	8.0	-8.0	1.0204	25.9	0.9531	33.0			64	6
6692	ALTO13A	13.800	G1	16.8	-9.9	9.9	-9.9	1.0022	19.5	0.8625	24.9			64	6
6696	PANDO13A	13.800	G1	15.0	-8.3	12.8	-8.3	1.0037	17.1	0.8748	18.5			64	6
6731	SAND4.16	4.2000	G1	4.1	-2.2	2.2	-2.2	1.0158	4.5	0.8787	5.0			64	6
6763	BAR13.8	13.800	G1	6.8	4.0	4.0	-4.0	1.0000	7.9	0.8644	9.0			63	6
6765	CRU13.8	13.800	G1	4.4	2.0	2.6	-2.6	1.0000	4.8	0.9088	5.8			63	6
6767	LAG13.8	13.800	G1	4.4	1.5	2.6	-2.6	1.0000	4.7	0.9443	5.8			63	6
6769	ESTRECHO4.16	4.2000	G1	4.7	1.8	2.5	-2.5	1.0000	5.0	0.9314	5.6			63	6
6771	CAÑAZAS13.8	13.800	G1	2.7	1.5	1.5	-1.5	0.9985	3.0	0.8780	3.3			63	6
6791	SMA13A	13.800	G1	11.5	6.2	6.2	-6.2	0.9982	13.1	0.8790	14.2			63	6
6810	SVC-LV	13.200	1	0.0	-154.5	300.0	-225.0	0.9577	161.3	0.0000	300.0			63	6
6821	PLANETAII	4.1600	G1	3.4	1.8	1.8	-1.8	0.9988	3.8	0.8788	4.1			64	6
6831	SLO13.8	13.800	G1	3.8	2.1	2.1	-2.1	0.9741	4.4	0.8788	4.7			64	6
6841	BUR13A	13.800	G1	15.0	-6.7	8.1	-8.1	1.0000	16.4	0.9137	18.5			64	6
6861	BBL13.8	13.800	G1	8.1	4.0	4.0	-3.0	0.9912	9.2	0.8967	10.1			64	6
6871	TABII13.8	13.800	G1	12.9	-6.9	9.0	-9.0	1.0000	14.7	0.8822	20.5			64	6

6881	CHAIIG1	13.813.800	G1	80.2	-10.4	52.3	-52.3	1.0000	80.9	0.9917	118.9				64	6
6900	SVC-LV	13.200	1	0.0	22.5	300.0	-225.0	1.0031	22.5	0.0000	300.0				61	6
6921	CB250A-1	13.800	C1	87.5	10.6	61.1	-61.1	1.0200	86.4	0.9928	138.9				62	6
6923	CB250B-1	13.800	C1	87.5	10.6	61.1	-61.1	1.0200	86.4	0.9928	138.9				62	6
SUBSYSTEM TOTALS				930.6	-169.2	1113.9	-906.2				1943.3					

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 10:06
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2020

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
6127	MIR13B	12.000	G6	17.1	3.5	8.0	0.0	1.0100	17.3	0.9793	27.7			65	7
6129	MIR13D	13.800	G4	28.4	12.7	15.0	0.0	1.0100	30.8	0.9126	44.1			65	7
6130	MIR13F	13.800	G5	17.1	4.7	8.0	0.0	1.0100	17.6	0.9642	27.7			65	7
6134	MAD6A	6.9000	G1	11.4	3.4	6.0	-6.0	1.0100	11.8	0.9576	13.0			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G4	4.3	1.5	3.0	-3.0	0.9900	4.6	0.9437	5.6			65	7
6140	GAT6A	6.9000	G5	4.3	1.5	3.0	-3.0	0.9900	4.6	0.9437	6.2			65	7
SUBSYSTEM TOTALS				82.6	27.4	43.0	-12.0				124.4				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 10:06
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTER	230.00	6	1.0309	237.10	6011	MDN230	230.00	6	1.0195	234.49
6014	PRO230	230.00	6	1.0290	236.67	6096	FOR230	230.00	6	1.0213	234.90
6100	BAY230	230.00	6	1.0095	232.20	6103	COP23O	230.00	6	1.0019	230.45
6171	PAC230	230.00	6	1.0021	230.48	6178	EST230	230.00	6	1.0215	234.95
6179	GUA230	230.00	6	1.0217	234.98	6182	VEL230	230.00	6	1.0162	233.72
6260	CHA 230	230.00	6	1.0259	235.96	6263	ESP230	230.00	6	1.0249	235.72
6330	BAI230	230.00	6	1.0296	236.80	6340	CAN 230	230.00	6	1.0238	235.47
6360	GLA230	230.00	6	1.0217	234.99	6363	ZAM230	230.00	6	1.0217	235.00
6366	EVA230	230.00	6	1.0218	235.00	6380	BOQIII 230	230.00	6	1.0241	235.55
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0268	236.16	6430	ANTON230	230.00	6	1.0064	231.48
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0344	237.91	6590	24DIC230	230.00	6	1.0007	230.15
6680	BFRIO230	230.00	6	1.0303	236.96	6690	DOM230	230.00	6	1.0341	237.83
6691	ALTO230	230.00	6	1.0347	237.99	6695	PANDO230	230.00	6	1.0333	237.66
6698	MLIRIO230	230.00	6	1.0342	237.86	6760	SBA230	230.00	6	1.0110	232.52
6840	BUR230	230.00	6	1.0286	236.58	6860	BBL230	230.00	6	1.0153	233.52
6870	TABII230	230.00	6	1.0158	233.63	6880	CHAII230	230.00	6	1.0255	235.86
6920	STR230	230.00	6	1.0146	233.37						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9892	227.53	6005	CHO230	230.00	6	0.9828	226.04
6008	LSA230	230.00	6	0.9900	227.70	6105	PAM230	230.00	6	0.9828	226.04
6240	LGU 230	230.00	6	0.9875	227.12	6790	SMA230	230.00	6	0.9908	227.89

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 10:06
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2020

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6002	PAN115	115.00	6	1.0163	116.87	6012	MDN115	115.00	6	1.0228	117.62
6015	PRO115	115.00	6	1.0246	117.83	6018	CAC115	115.00	6	1.0159	116.83
6024	CHI115	115.00	6	1.0056	115.65	6027	LOC115A	115.00	6	1.0073	115.84
6032	MAR115A	115.00	6	1.0057	115.65	6036	SMA115	115.00	6	1.0155	116.79
6040	SFR115	115.00	6	1.0027	115.31	6047	CLA115	115.00	6	1.0001	115.01
6055	MOS115B	115.00	6	1.0145	116.67	6059	LM1115	115.00	6	1.0128	116.47
6060	LM2115	115.00	6	1.0128	116.47	6066	FFIELD	115.00	6	1.0111	116.28
6074	LMDIST	115.00	6	1.0127	116.47	6087	CAL115	115.00	6	1.0227	117.60
6088	LES115	115.00	6	1.0235	117.70	6092	LVA115	115.00	6	1.0225	117.59
6123	MIR115	115.00	7	1.0256	117.95	6170	CPA115	115.00	6	1.0132	116.52
6173	STR115	115.00	6	1.0152	116.75	6174	PM115-1A	115.00	6	1.0166	116.90
6175	PM115-2A	115.00	6	1.0166	116.90	6210	TIN115	115.00	6	1.0132	116.52
6211	PM115-9	115.00	6	1.0139	116.59	6230	CBA115	115.00	6	1.0053	115.61
6261	CHA 115	115.00	6	1.0219	117.51	6270	CAT 115	115.00	6	1.0128	116.47
6280	GIR 115	115.00	6	1.0132	116.52	6290	CATII 11	115.00	6	1.0131	116.50
6331	BAI115	115.00	6	1.0311	118.57	6332	BAM115	115.00	6	1.0316	118.63
6350	PM115-8	115.00	6	1.0109	116.26	6550	CHAZ115	115.00	6	1.0246	117.83

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6004	PANII115	115.00	6	0.9987	114.85	6006	CHO115	115.00	6	0.9669	111.19
6009	LSA115	115.00	6	0.9996	114.95	6019	CVI115A	115.00	6	0.9970	114.66
6057	TOC115	115.00	6	0.9965	114.60	6580	LBO115	115.00	6	0.9964	114.59
6910	GON115	115.00	6	0.9984	114.81						

```
     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, MAY 23 2011  10:06
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2020
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                  * NONE *

-------------------------------------------------------------------------------

     PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      MON, MAY 23 2011  10:06
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2020
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE  95.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

 X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X              RATING SET A    RATING SET B    RATING SET C
   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT

                                  * NONE *
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E MON, MAY 23 2011 10:06
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÍNIMA - ÉPOCA SECA 2020

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE-RATION	TO LOAD AT AREA BUSES	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	642.8	758.5	0.0	0.0	0.0	11.0	-126.7	-126.7	-126.7
GUATEMAL	-12.9	99.0	382.6	0.0	622.6	166.3	-38.2	-38.2	
2	520.6	512.7	0.0	0.0	0.0	7.9	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	22.0	137.7	0.0	0.0	253.1	91.1	46.3	46.3	
3	556.2	545.5	0.0	0.0	0.0	10.8	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	-113.6	179.1	45.6	0.0	517.0	125.8	53.0	53.0	
4	312.5	304.3	0.0	0.0	0.0	8.2	0.0	0.0	0.0
NICARAGU	-115.4	120.4	51.9	0.0	313.4	81.6	-56.0	-56.0	
5	761.7	750.0	0.0	0.0	0.0	11.7	-0.1	-0.1	0.0
COSTA RI	-27.5	309.9	0.0	0.0	573.9	188.9	47.6	47.6	
6	930.6	1057.7	0.0	0.0	0.0	17.3	-144.4	-144.4	-145.0
PANAMA	-169.2	383.9	-152.7	0.0	562.4	268.5	-106.5	-106.5	
7	82.6	34.4	0.0	0.0	0.0	1.8	46.4	46.4	47.0
ACANAL	27.4	12.5	-15.6	0.0	0.0	8.8	21.7	21.7	
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEXICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	0.0	-224.7	0.0	0.0	0.0	0.0	224.7	224.7	224.7
COLOMBIA	0.0	-32.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.0	32.0	
COLUMN	3807.1	3738.4	0.0	0.0	0.0	68.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	-389.1	1210.4	311.8	0.0	2842.3	931.0	0.0	0.0	

ANEXO III-7
RESULTADOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA CON C.A Y COLOMBIA

ÍNDICE GENERAL

Año 2015

Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance – Caldera
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Veladero
Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II – Colombia

Año 2017

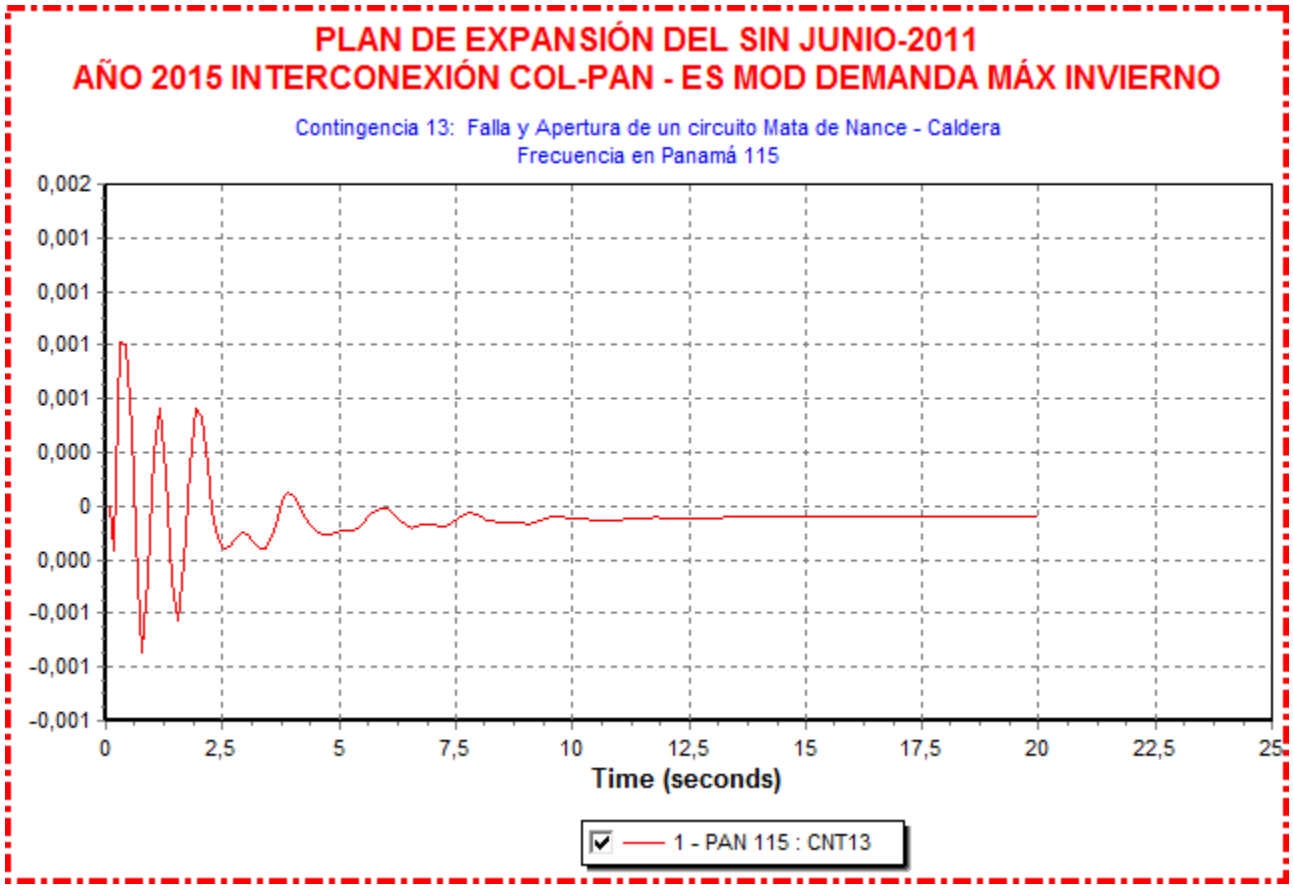
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá – Panamá II
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Veladero
Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II – Cerro Matoso

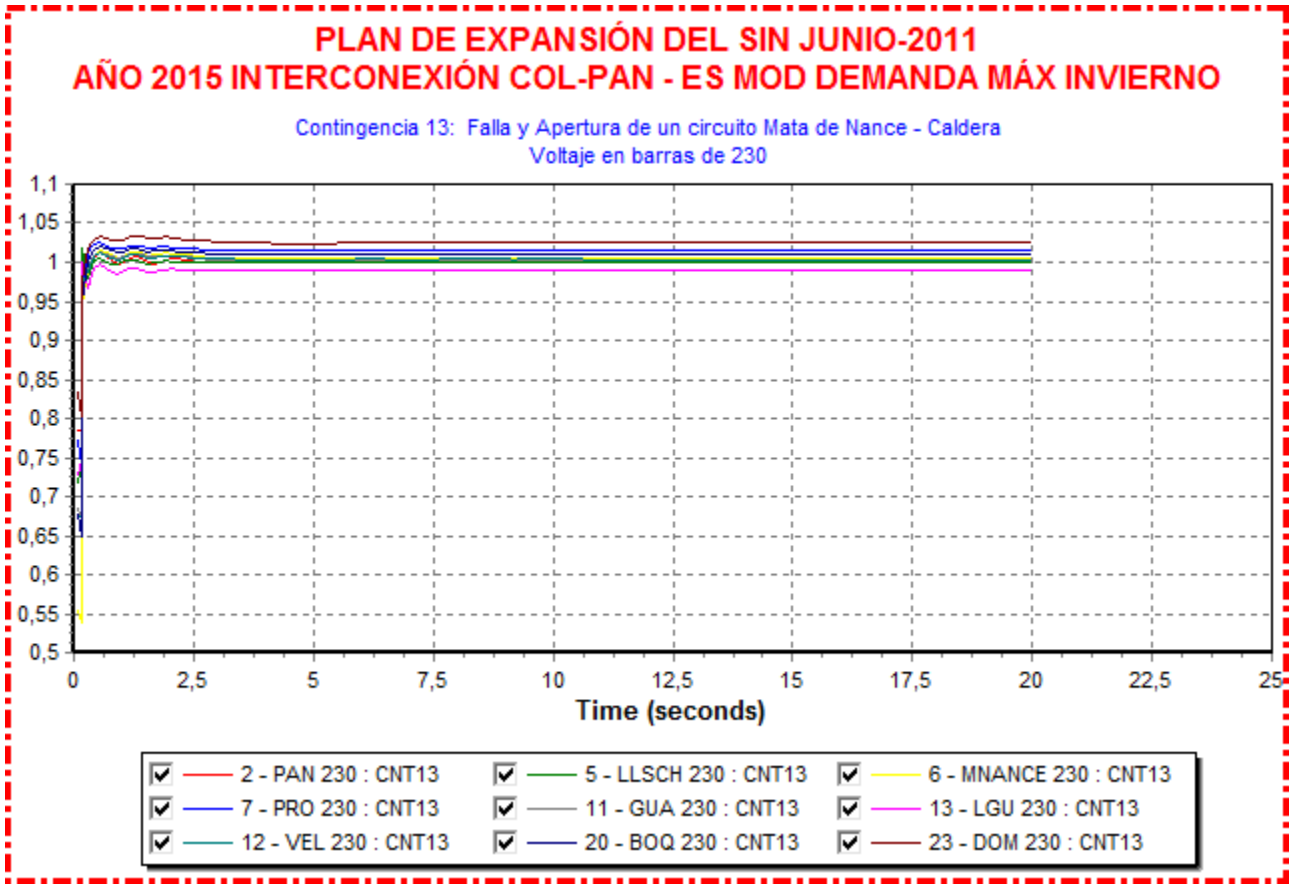
Año 2020

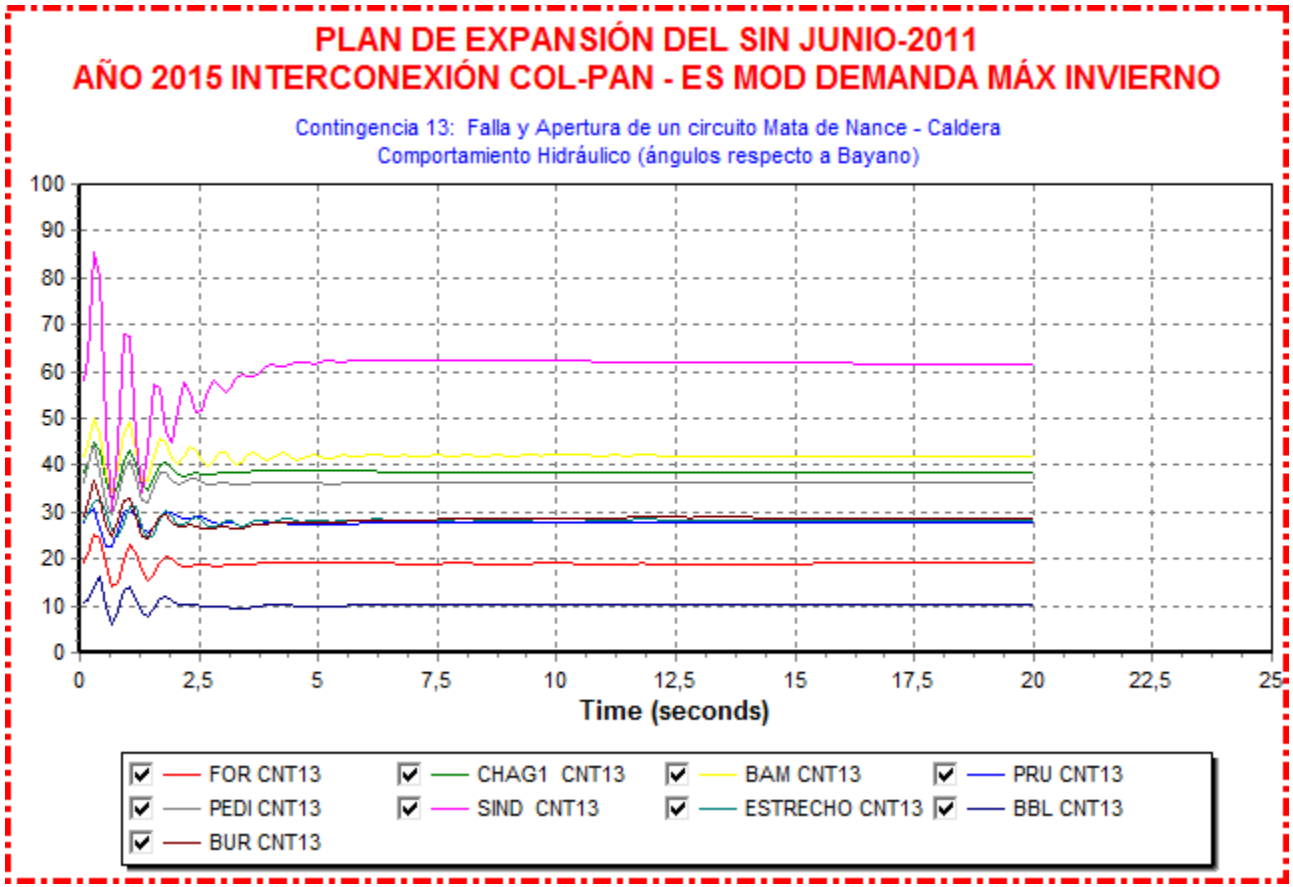
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá – Panamá II
Contingencia 27: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – Panamá II (N1)
Contingencia 30: Falla y Apertura del circuito Panamá II – Cerro Matoso

Año 2015

Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito de Mata de Nance – Caldera

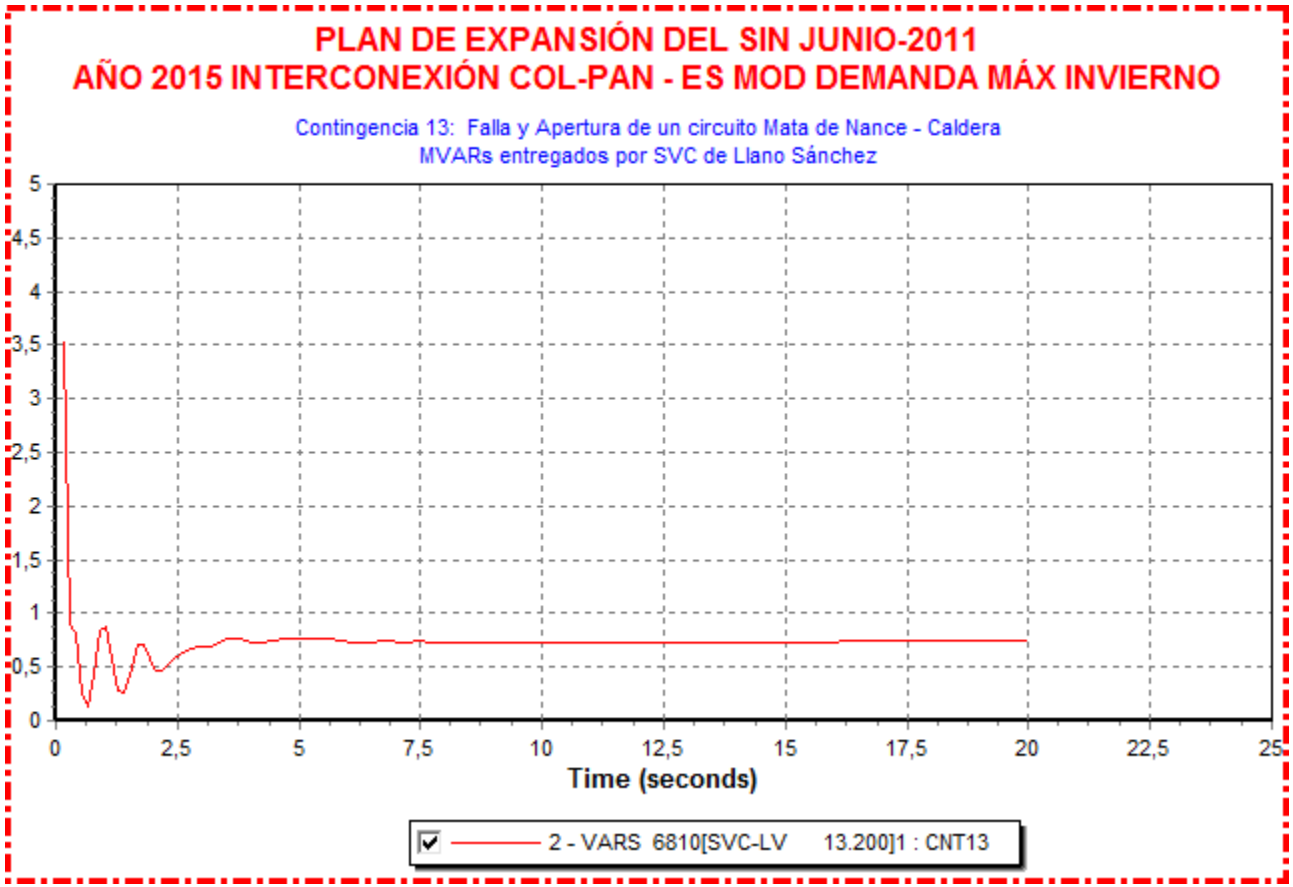



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2015 INTERCONEXIÓN COL-PAN - ES MOD DEMANDA MÁX INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Voltaje en barras de 230
1,1
1,05
1
0,95
0,9
0,85
0,8
0,75
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN 230 : CNT13
5 - LLSCH 230 : CNT13
6 - MNANCE 230 : CNT13
7 - PRO 230 : CNT13
11 - GUA 230 : CNT13
13 - LGU 230 : CNT13
12 - VEL 230 : CNT13
20 - BOQ 230 : CNT13
23 - DOM 230 : CNT13


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2015 INTERCONEXIÓN COL-PAN - ES MOD DEMANDA MÁX INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FOR CNT13
CHAG1 CNT13
BAM CNT13
PRU CNT13
PEDI CNT13
SIND CNT13
ESTRECHO CNT13
BBL CNT13
BUR CNT13

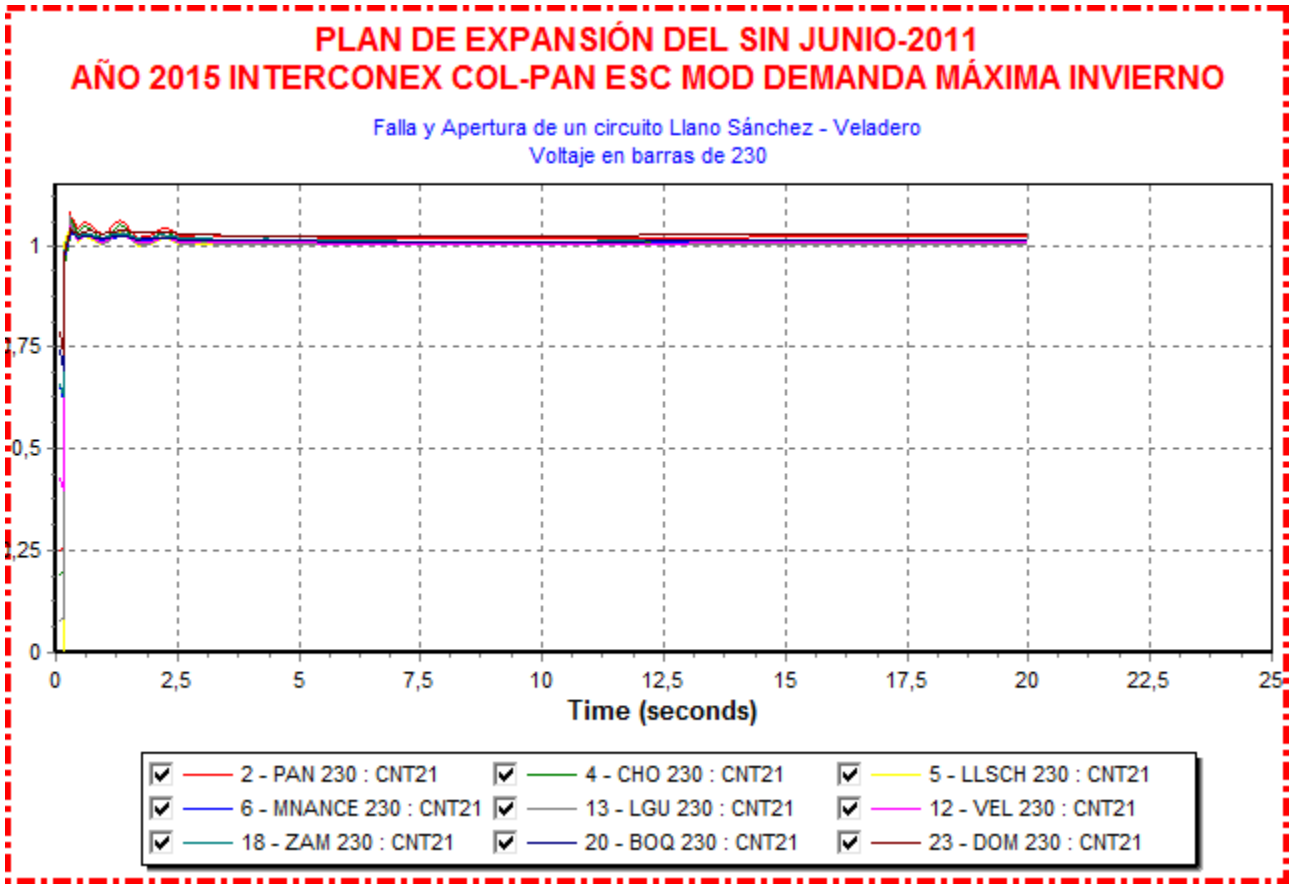

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2015 INTERCONEXIÓN COL-PAN - ES MOD DEMANDA MÁX INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CNT13
26 - ANGL 6072[BLMG3 13.800]V3 : CNT13

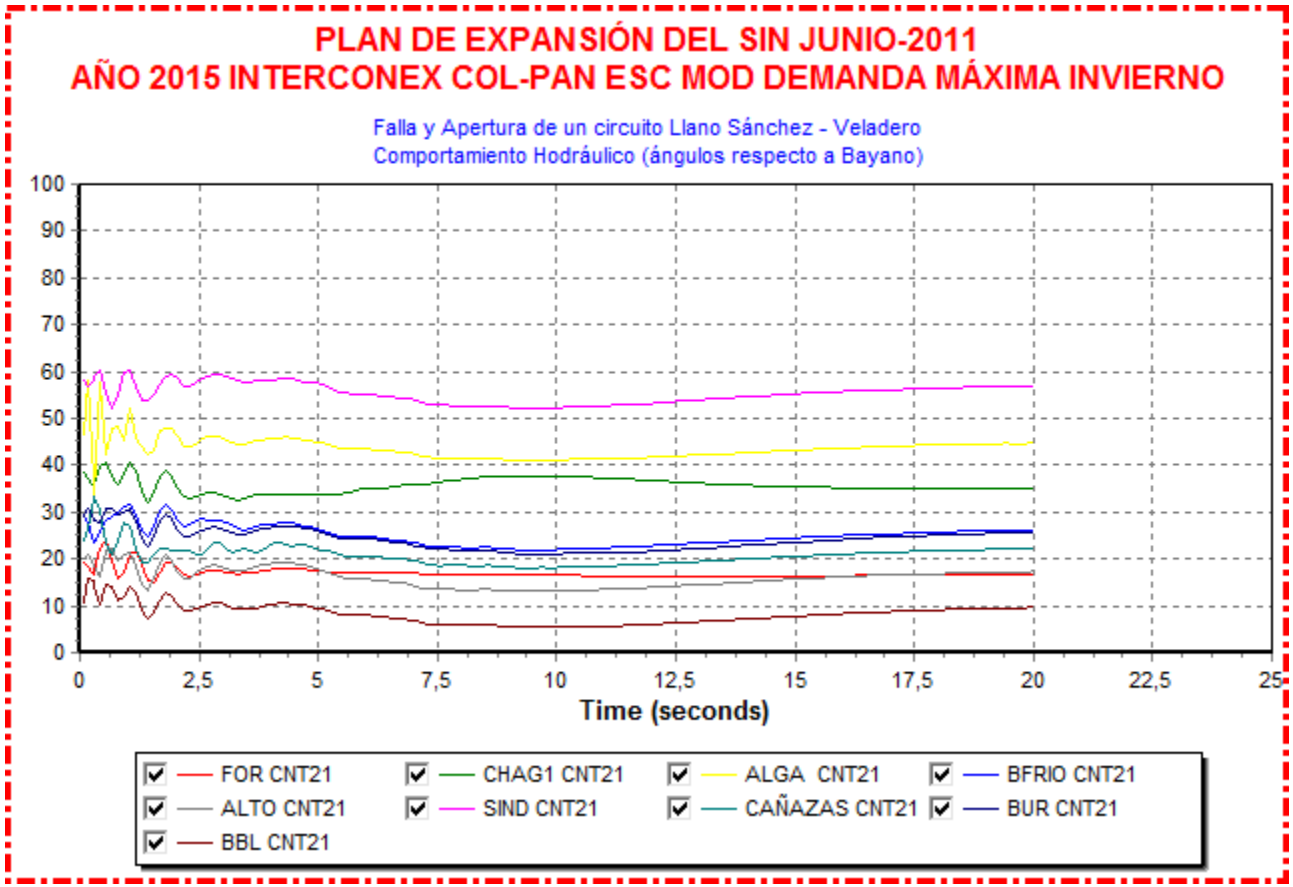

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2015 INTERCONEXIÓN COL-PAN - ES MOD DEMANDA MÁX INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
Potencia - Parque Eólico
0,62
0,615
0,61
0,605
0,6
0,595
0,59
0,585
0,58
0,575
0,57
0,565
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT13

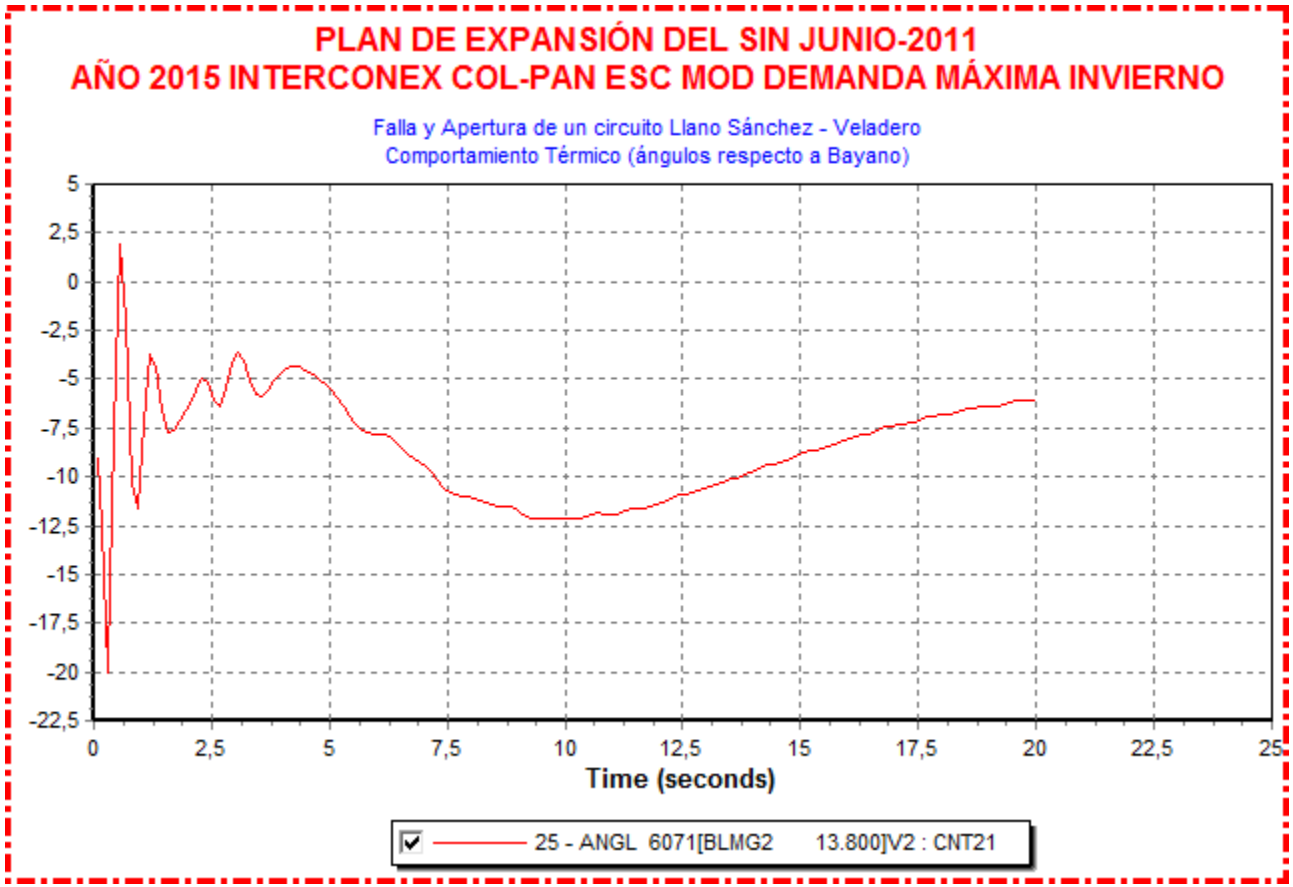

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2015 INTERCONEXIÓN COL-PAN - ES MOD DEMANDA MÁX INVIERNO
Contingencia 13: Falla y Apertura de un circuito Mata de Nance - Caldera
MVARs entregados por SVC de Llano Sánchez
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT13

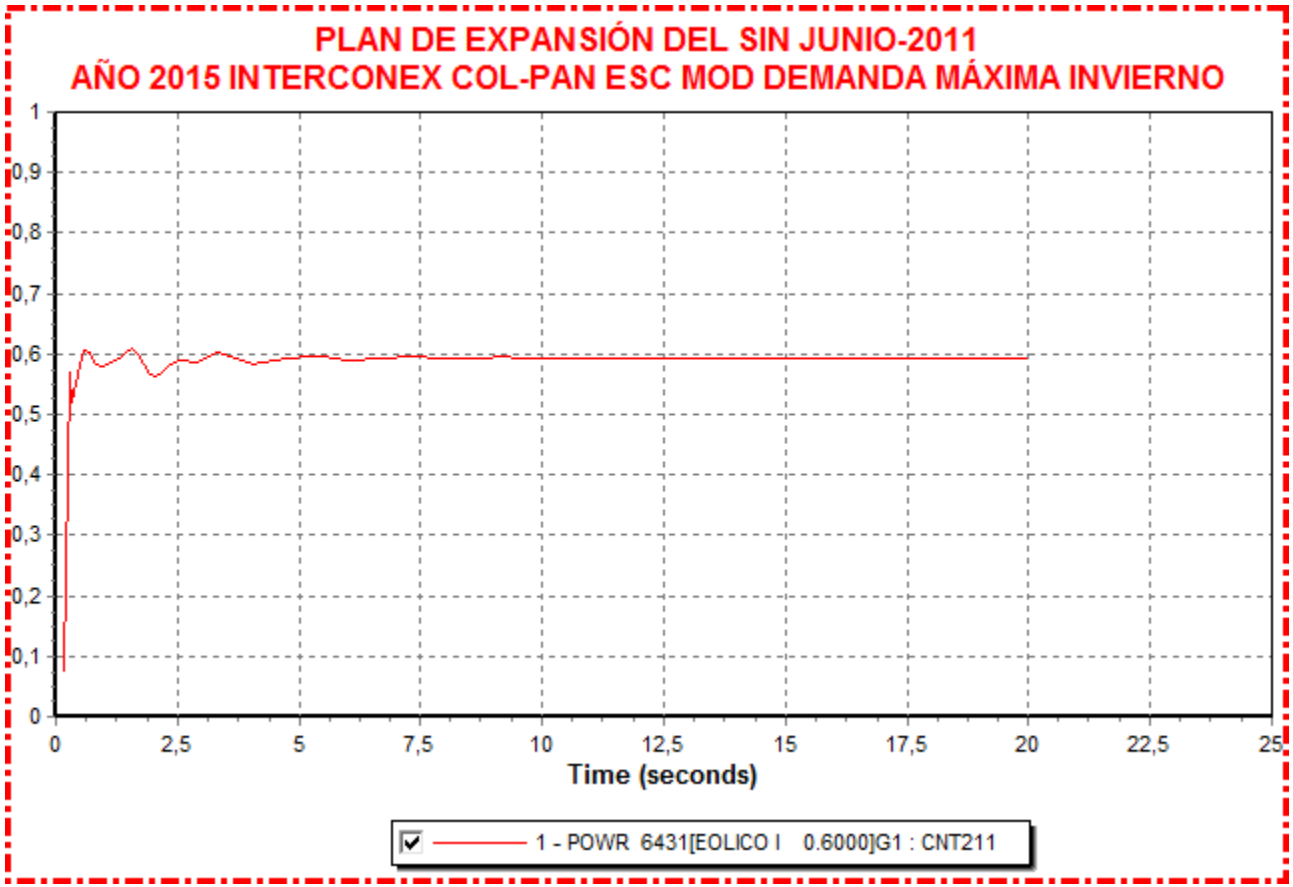
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Veladero




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2015 INTERCONEX COL-PAN ESC MOD DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Voltaje en barras de 230
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN 230 : CNT21
4 - CHO 230 : CNT21
5 - LLSCH 230 : CNT21
6 - MNANCE 230 : CNT21
13 - LGU 230 : CNT21
12 - VEL 230 : CNT21
18 - ZAM 230 : CNT21
20 - BOQ 230 : CNT21
23 - DOM 230 : CNT21

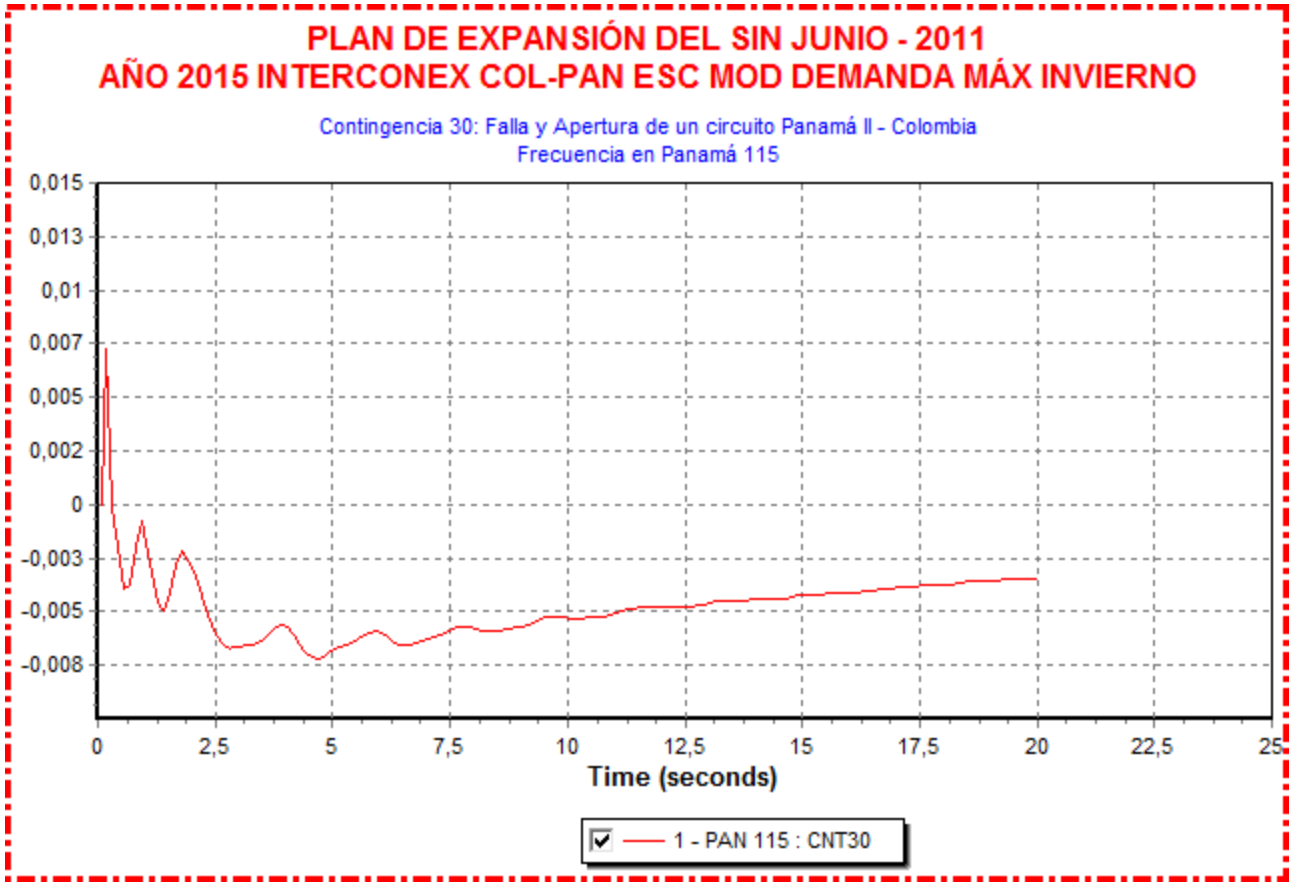

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2015 INTERCONEX COL-PAN ESC MOD DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Comportamiento Hodráulico (ángulos respecto a Bayano)
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FOR CNT21
CHAG1 CNT21
ALGA CNT21
BFRIO CNT21
ALTO CNT21
SIND CNT21
CAÑAZAS CNT21
BUR CNT21
BBL CNT21

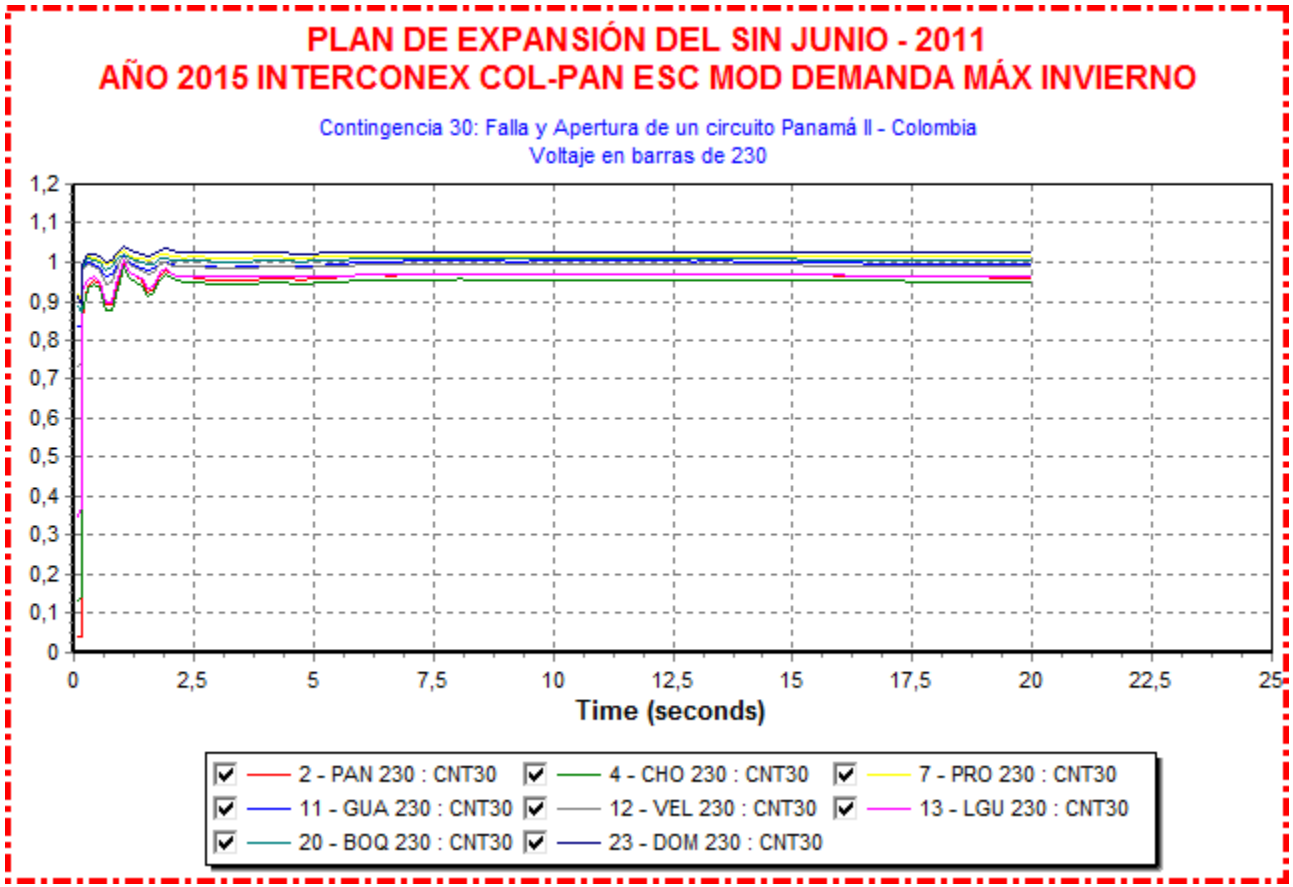

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2015 INTERCONEX COL-PAN ESC MOD DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
5
2,5
0
-2,5
-5
-7,5
-10
-12,5
-15
-17,5
-20
-22,5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CNT21

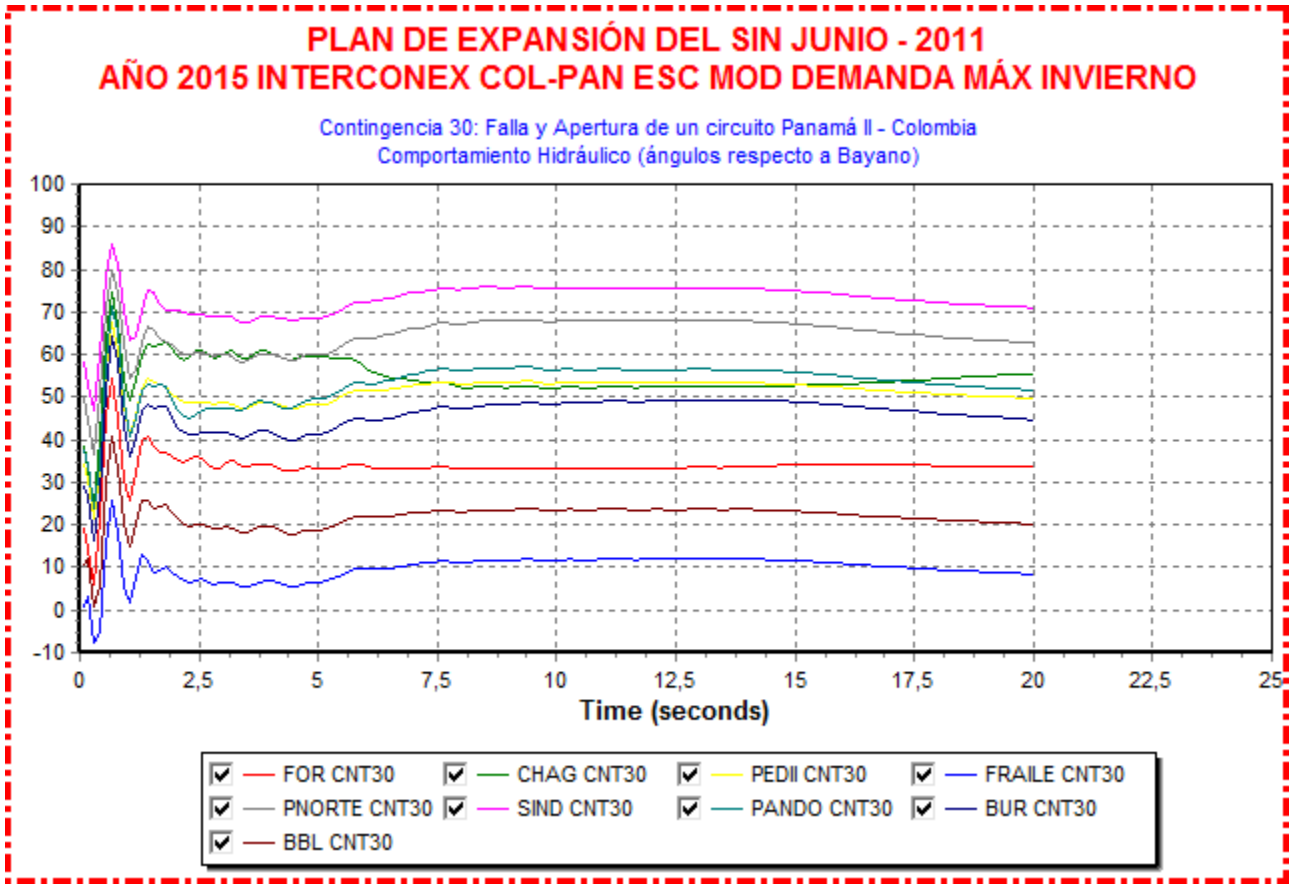

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2015 INTERCONEX COL-PAN ESC MOD DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT211

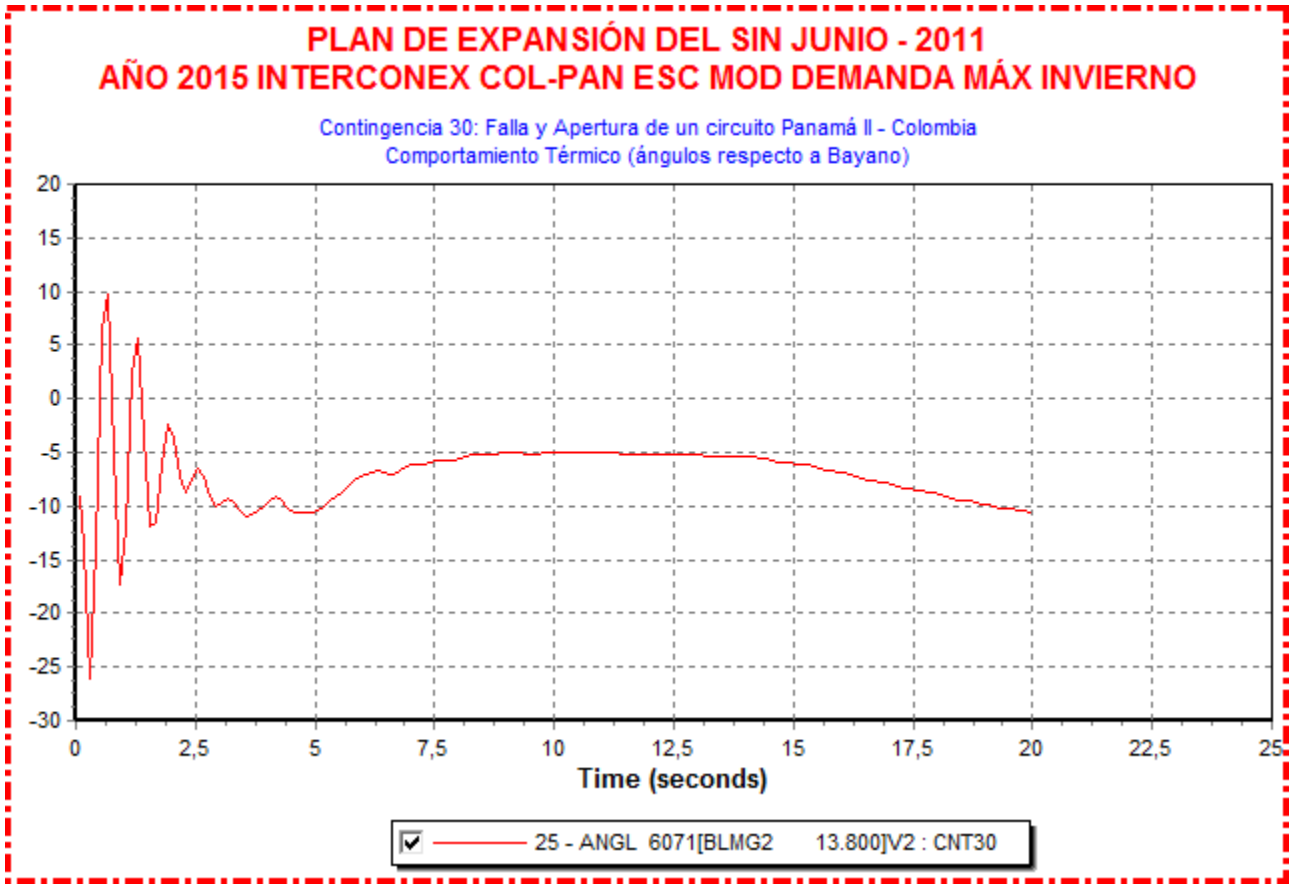

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2015 INTERCONEX COL-PAN ESC MOD DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT211

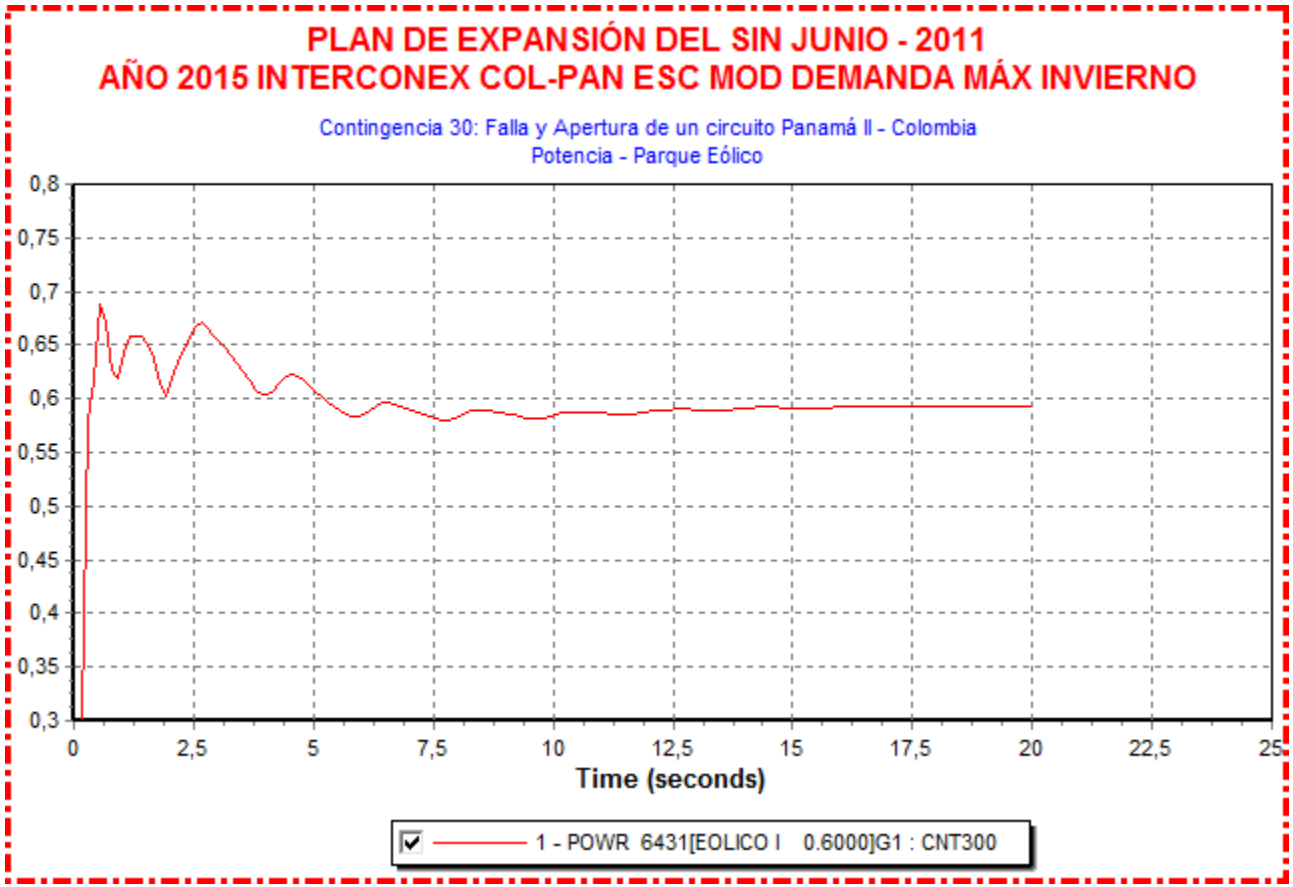
Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II – Colombia

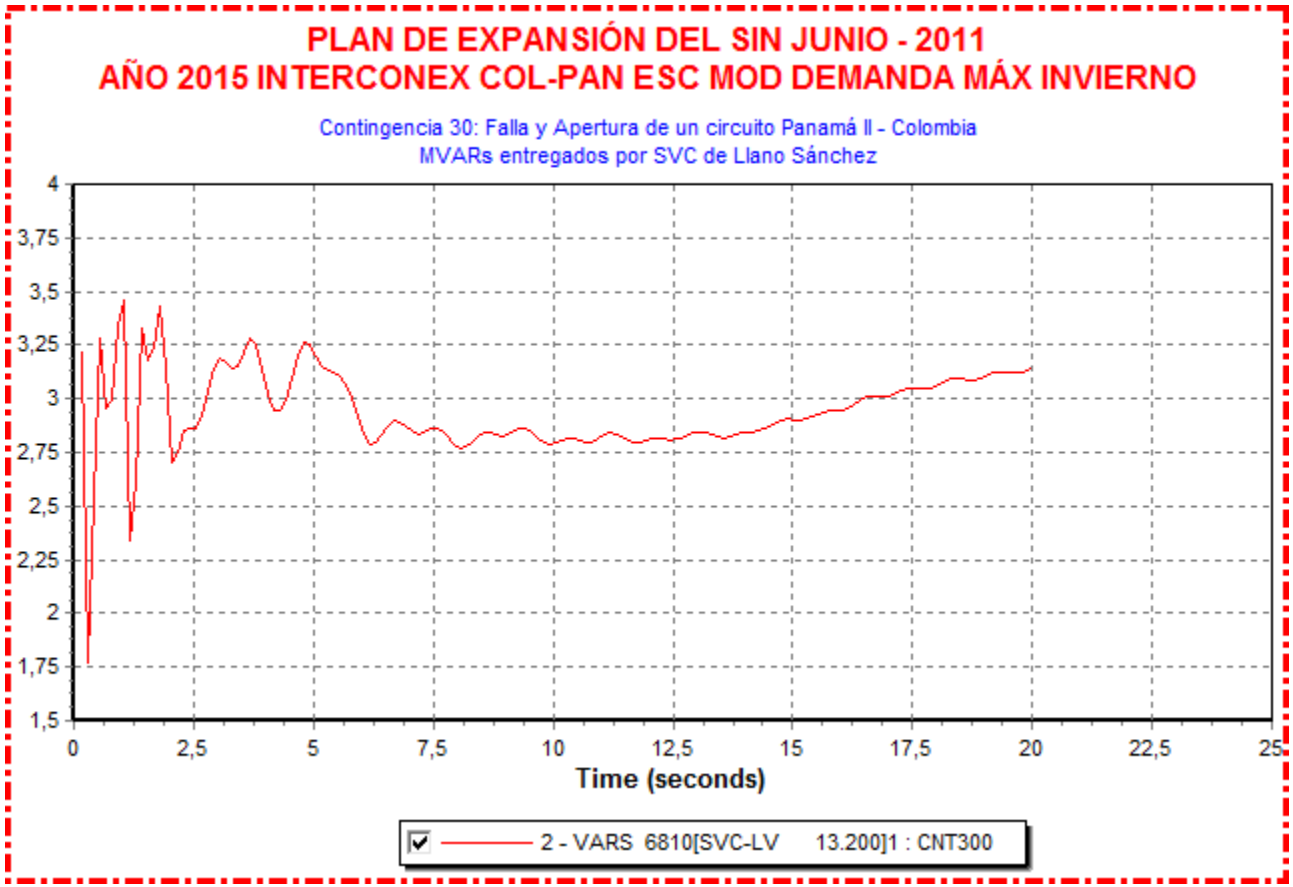



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 INTERCONEX COL-PAN ESC MOD DEMANDA MÁX INVIERNO
Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II - Colombia
Voltaje en barras de 230
1,2
1,1
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN 230 : CNT30
4 - CHO 230 : CNT30
7 - PRO 230 : CNT30
11 - GUA 230 : CNT30
12 - VEL 230 : CNT30
13 - LGU 230 : CNT30
20 - BOQ 230 : CNT30
23 - DOM 230 : CNT30


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 INTERCONEX COL-PAN ESC MOD DEMANDA MÁX INVIERNO
Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II - Colombia
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FOR CNT30
CHAG CNT30
PEDII CNT30
FRAILE CNT30
PNORTE CNT30
SIND CNT30
PANDO CNT30
BUR CNT30
BBL CNT30

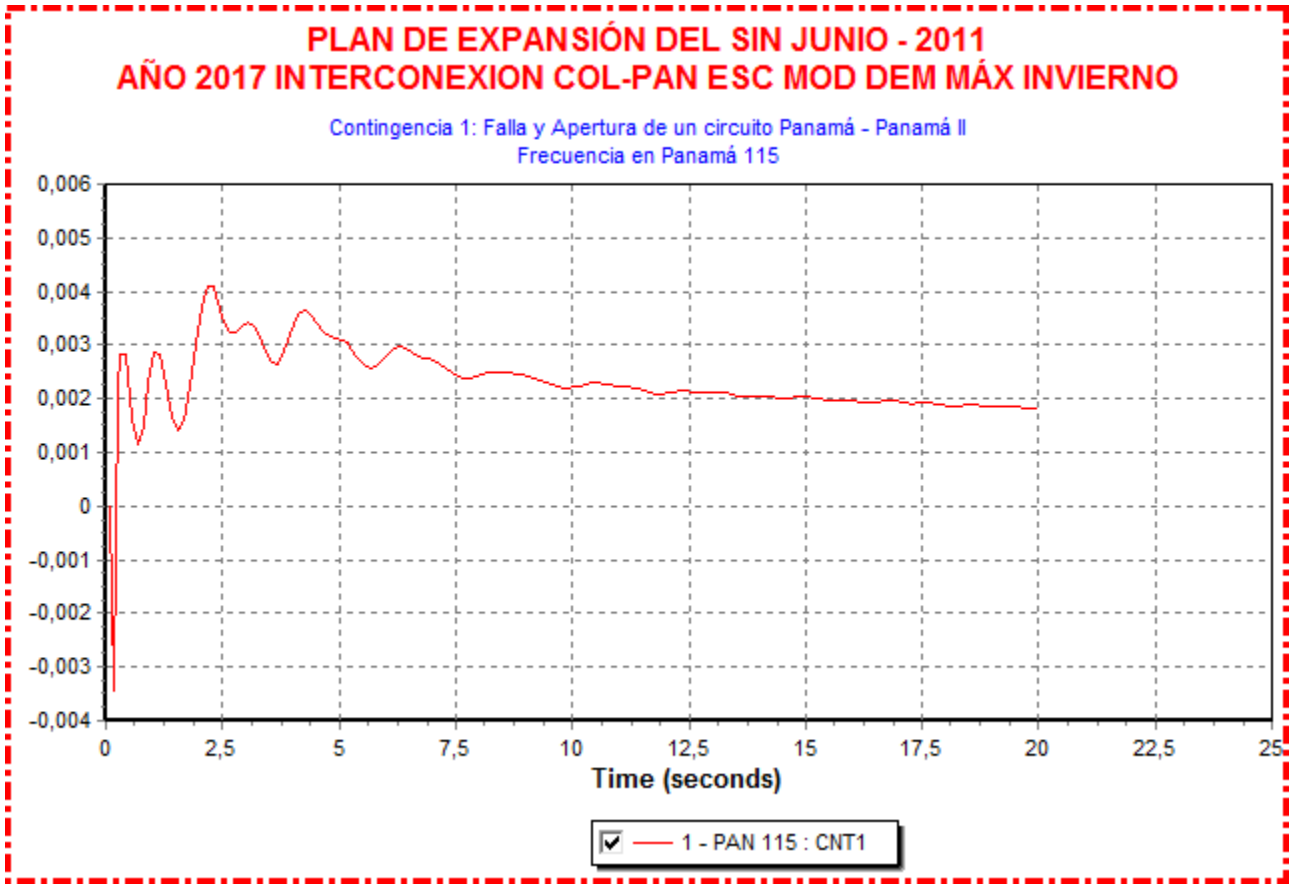

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 INTERCONEX COL-PAN ESC MOD DEMANDA MÁX INVIERNO
Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II - Colombia
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
-25
-30
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CNT30

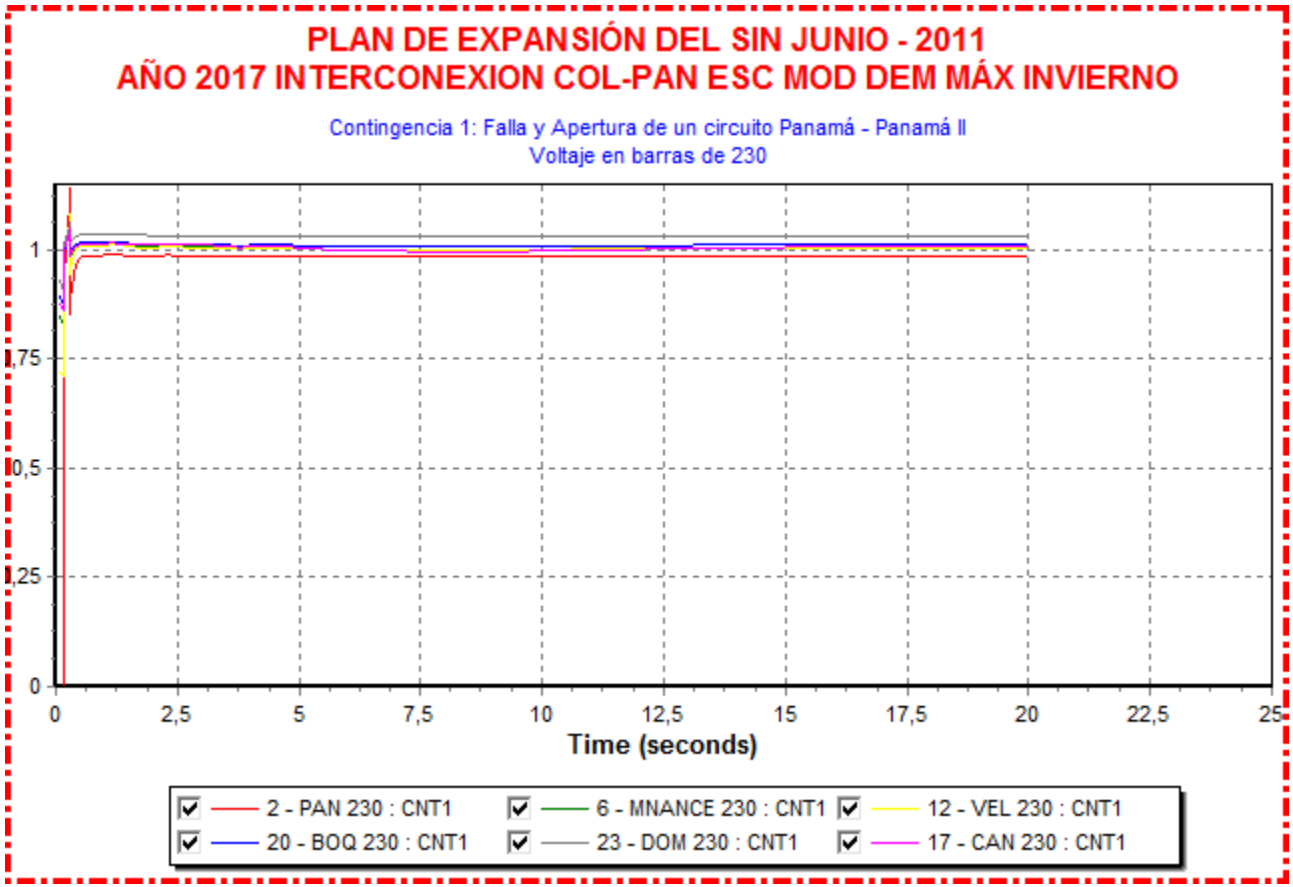

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 INTERCONEX COL-PAN ESC MOD DEMANDA MÁX INVIERNO
Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II - Colombia
Potencia - Parque Eólico
0,8
0,75
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT300

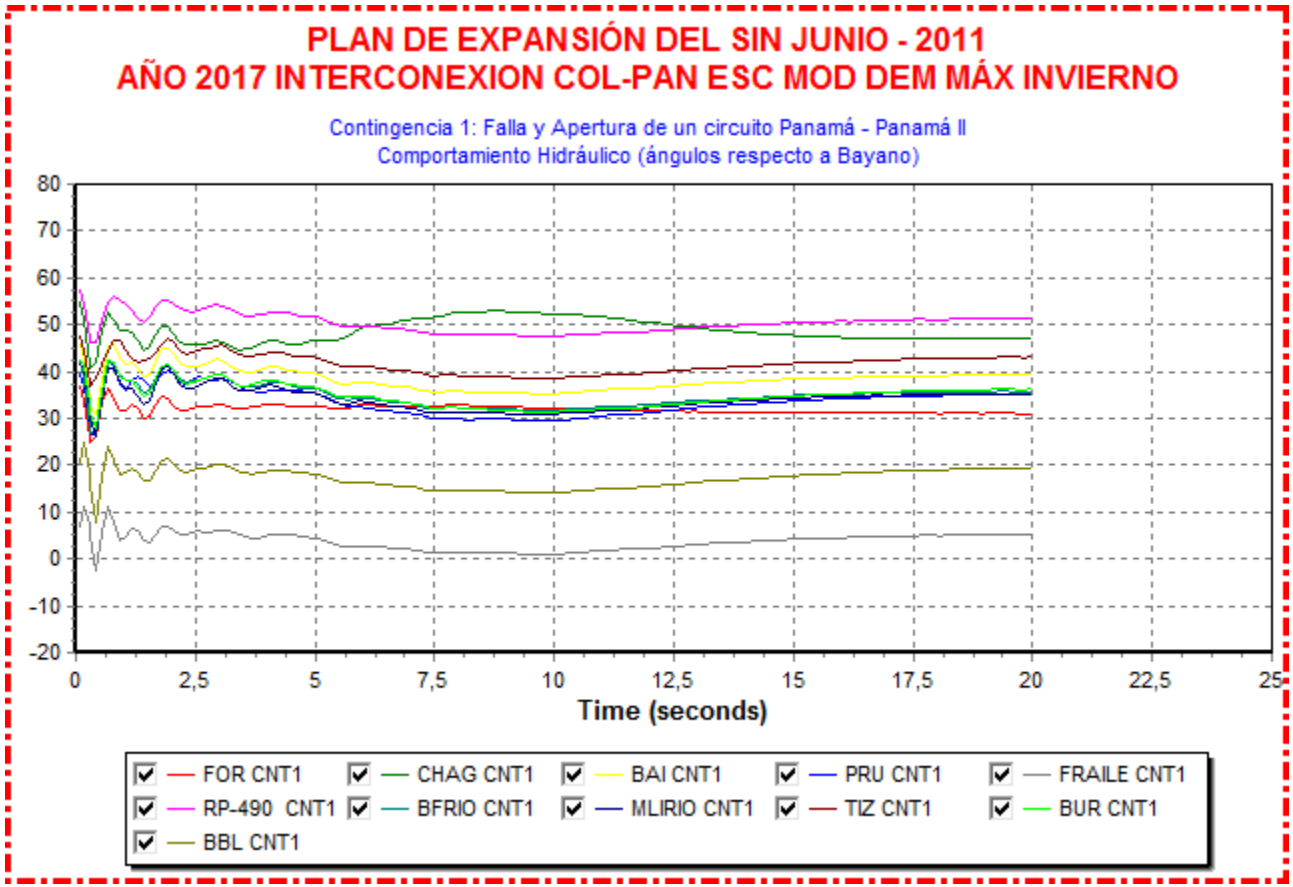

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2015 INTERCONEX COL-PAN ESC MOD DEMANDA MÁX INVIERNO
Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II - Colombia
MVARs entregados por SVC de Llano Sánchez
4
3,75
3,5
3,25
3
2,75
2,5
2,25
2
1,75
1,5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT300

Año 2017

Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá – Panamá II




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 INTERCONEXION COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá - Panamá II
Voltaje en barras de 230
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN 230 : CNT1
6 - MNANCE 230 : CNT1
12 - VEL 230 : CNT1
20 - BOQ 230 : CNT1
23 - DOM 230 : CNT1
17 - CAN 230 : CNT1


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 INTERCONEXION COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá - Panamá II
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-10
-20
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FOR CNT1
CHAG CNT1
BAI CNT1
PRU CNT1
FRAILE CNT1
RP-490 CNT1
BFRIO CNT1
MLIRIO CNT1
TIZ CNT1
BUR CNT1
BBL CNT1

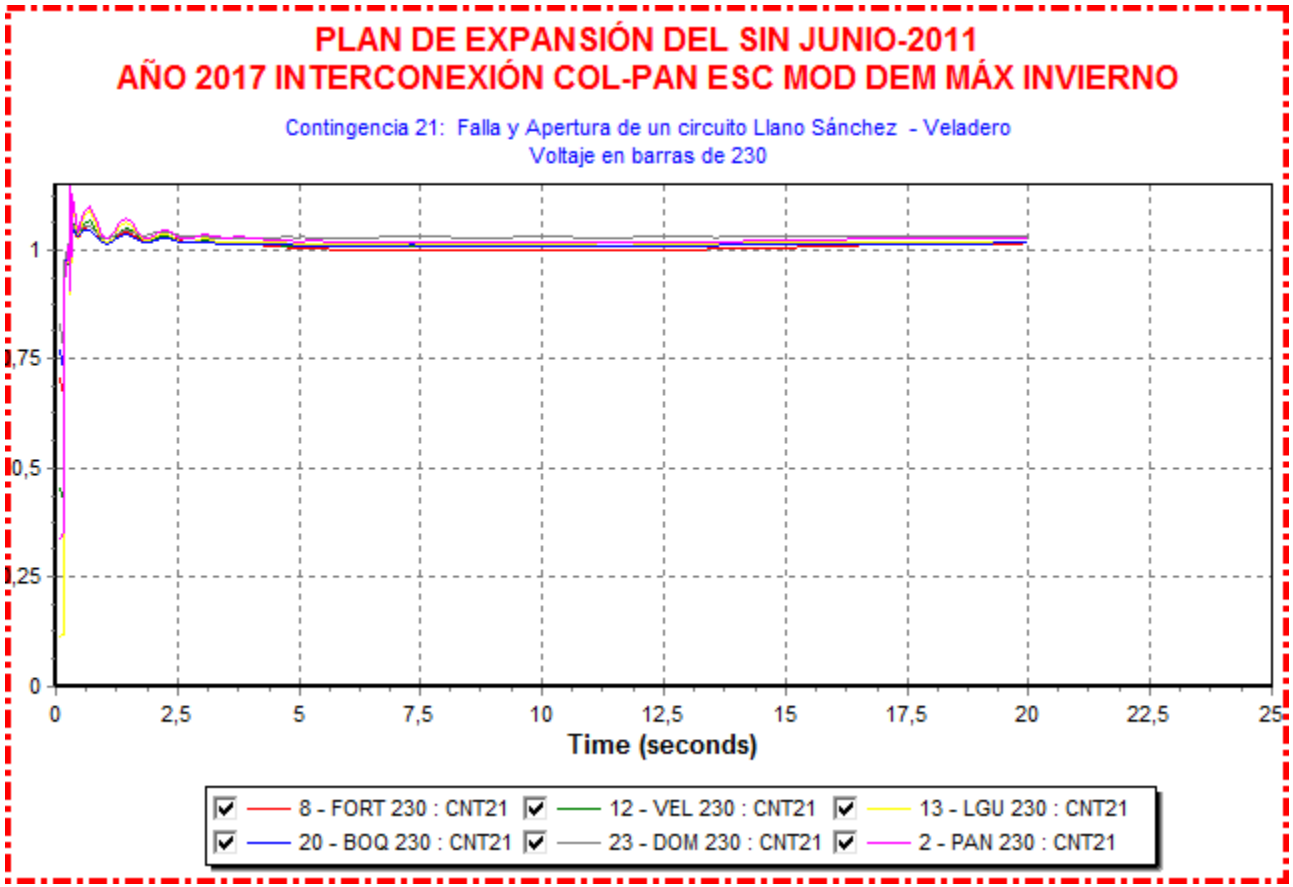

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 INTERCONEXION COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá - Panamá II
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
20
17,5
15
12,5
10
7,5
5
2,5
0
-2,5
-5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CNT1

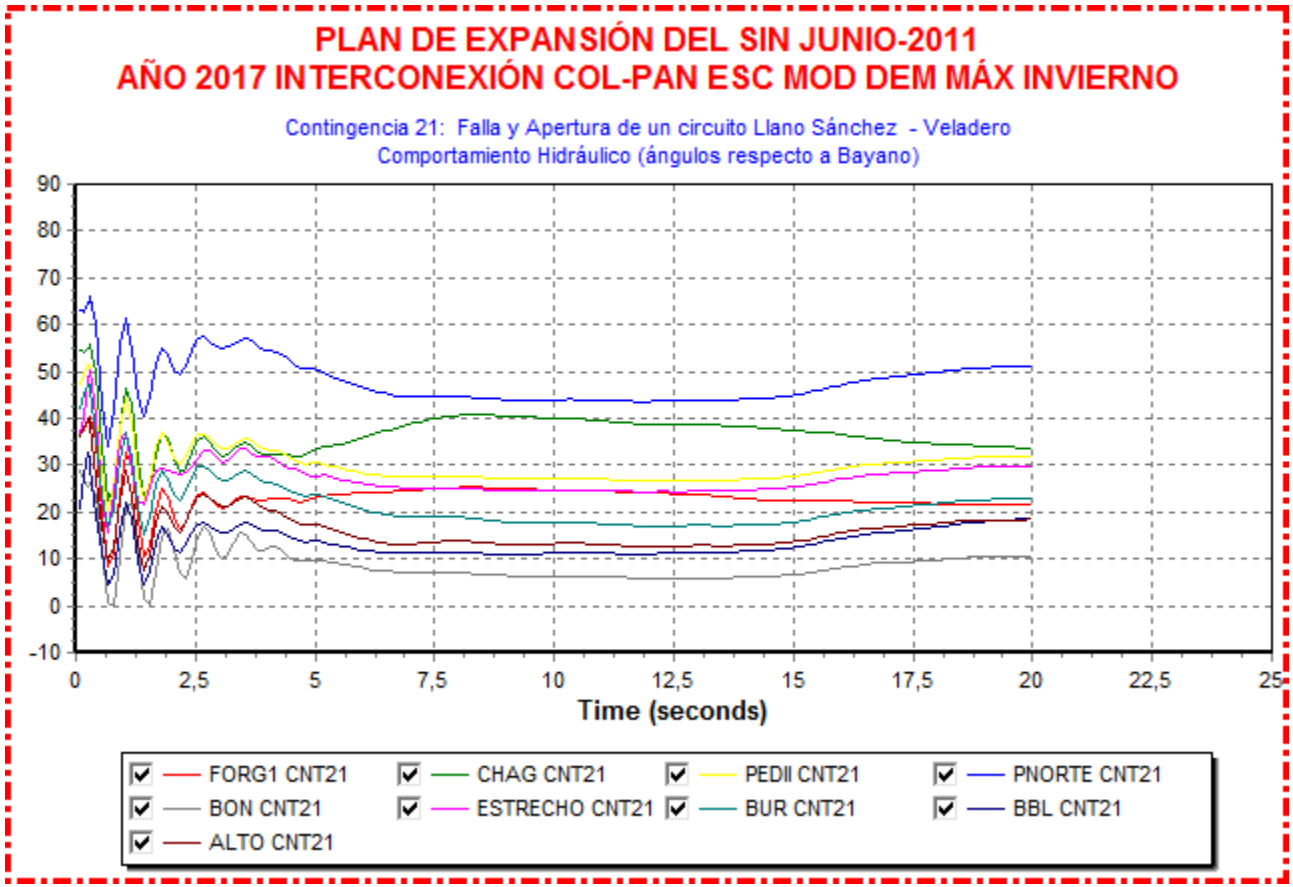

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 INTERCONEXION COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá - Panamá II
Potencia - Parque Eólico
0,75
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT11


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO - 2011
AÑO 2017 INTERCONEXION COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá - Panamá II
MVARs entregado por SVC de Llano Sánchez
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT11

Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez – Veladero




PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2017 INTERCONEXIÓN COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Voltaje en barras de 230
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
8 - FORT 230 : CNT21
12 - VEL 230 : CNT21
13 - LGU 230 : CNT21
20 - BOQ 230 : CNT21
23 - DOM 230 : CNT21
2 - PAN 230 : CNT21


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2017 INTERCONEXIÓN COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
-10
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FORG1 CNT21
CHAG CNT21
PEDII CNT21
PNORTE CNT21
BON CNT21
ESTRECHO CNT21
BUR CNT21
BBL CNT21
ALTO CNT21

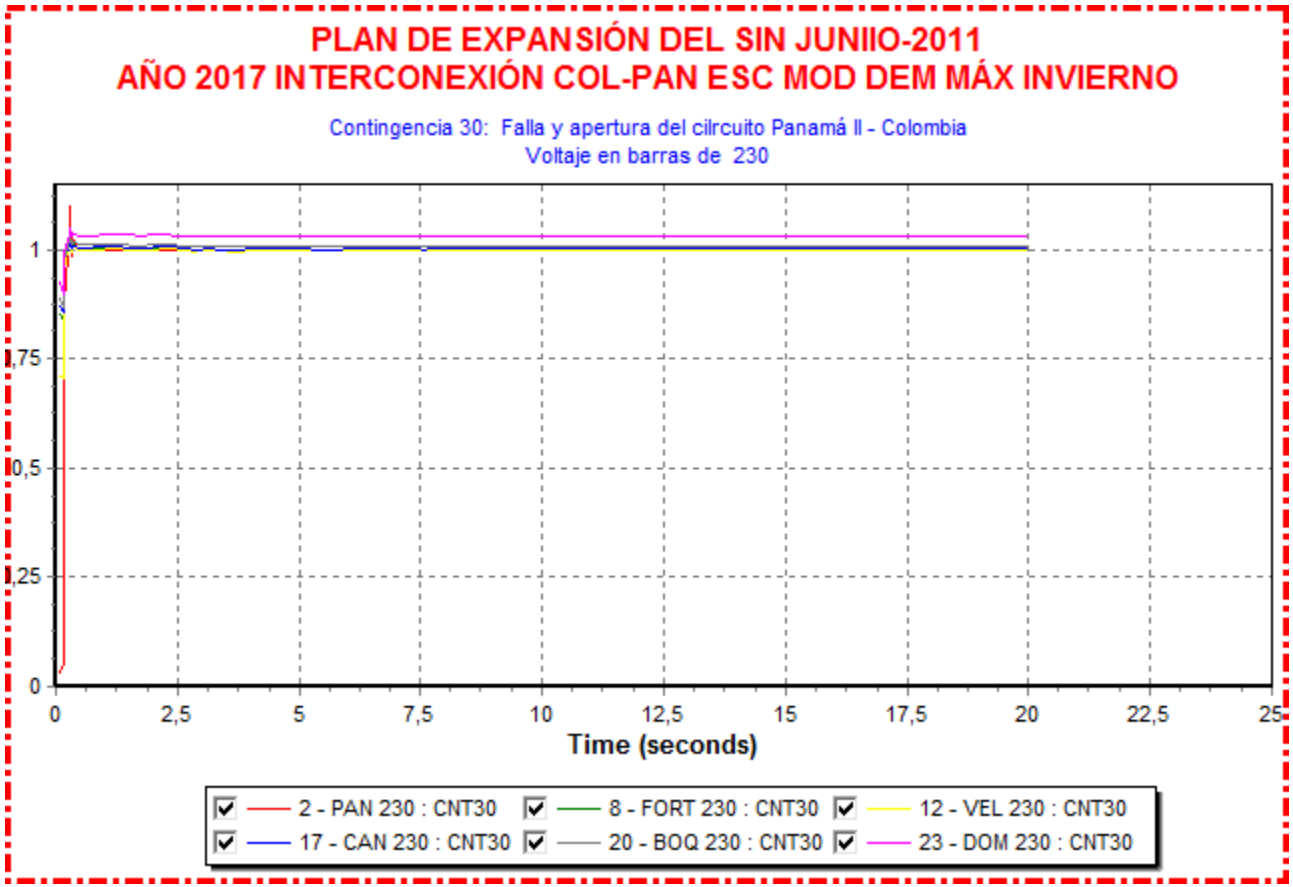

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2017 INTERCONEXIÓN COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
25
22,5
20
17,5
15
12,5
10
7,5
5
2,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CNT21

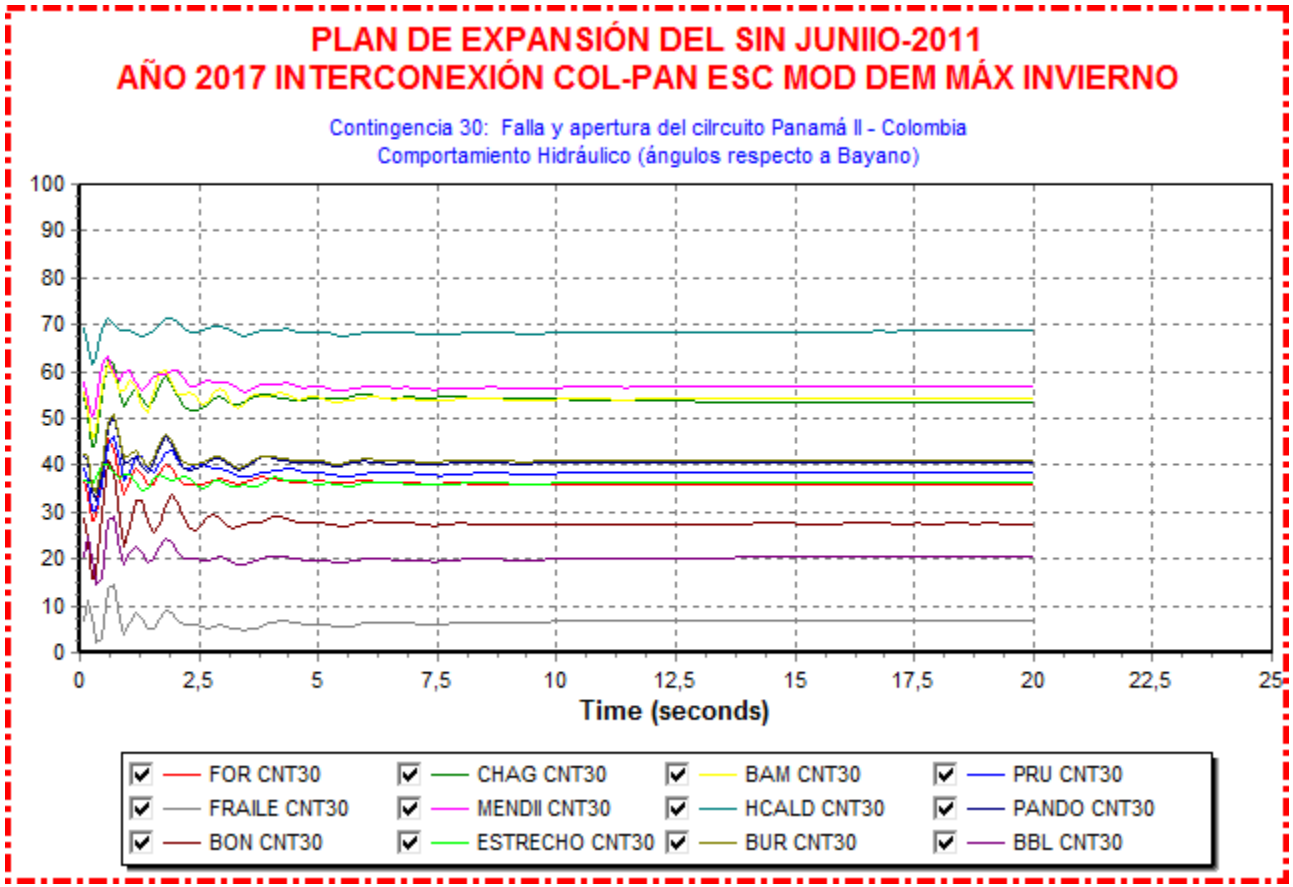

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2017 INTERCONEXIÓN COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
Potencia - Parque Eólico
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT211


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIO-2011
AÑO 2017 INTERCONEXIÓN COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 21: Falla y Apertura de un circuito Llano Sánchez - Veladero
MVARs entregados por SVC de Llano Sánchez
5,5
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT211

Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II – Cerro Matoso

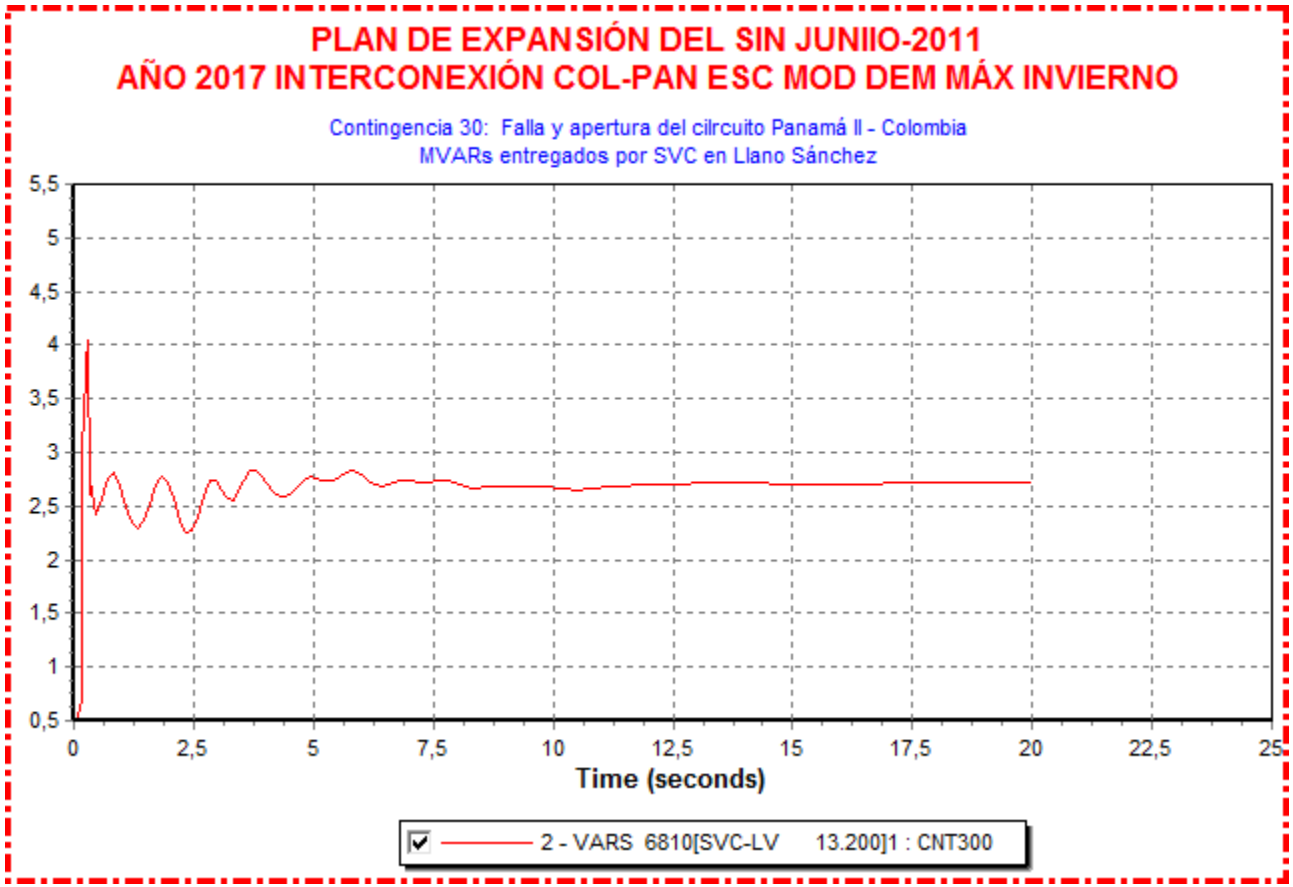



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIIO-2011
AÑO 2017 INTERCONEXIÓN COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 30: Falla y apertura del cilrcuito Panamá II - Colombia
Voltaje en barras de 230
1
1,75
0,5
1,25
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - PAN 230 : CNT30
8 - FORT 230 : CNT30
12 - VEL 230 : CNT30
17 - CAN 230 : CNT30
20 - BOQ 230 : CNT30
23 - DOM 230 : CNT30


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIIO-2011
AÑO 2017 INTERCONEXIÓN COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 30: Falla y apertura del cilrcuito Panamá II - Colombia
Comportamiento Hidráulico (ángulos respecto a Bayano)
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
FOR CNT30
CHAG CNT30
BAM CNT30
PRU CNT30
FRAILE CNT30
MENDII CNT30
HCALD CNT30
PANDO CNT30
BON CNT30
ESTRECHO CNT30
BUR CNT30
BBL CNT30

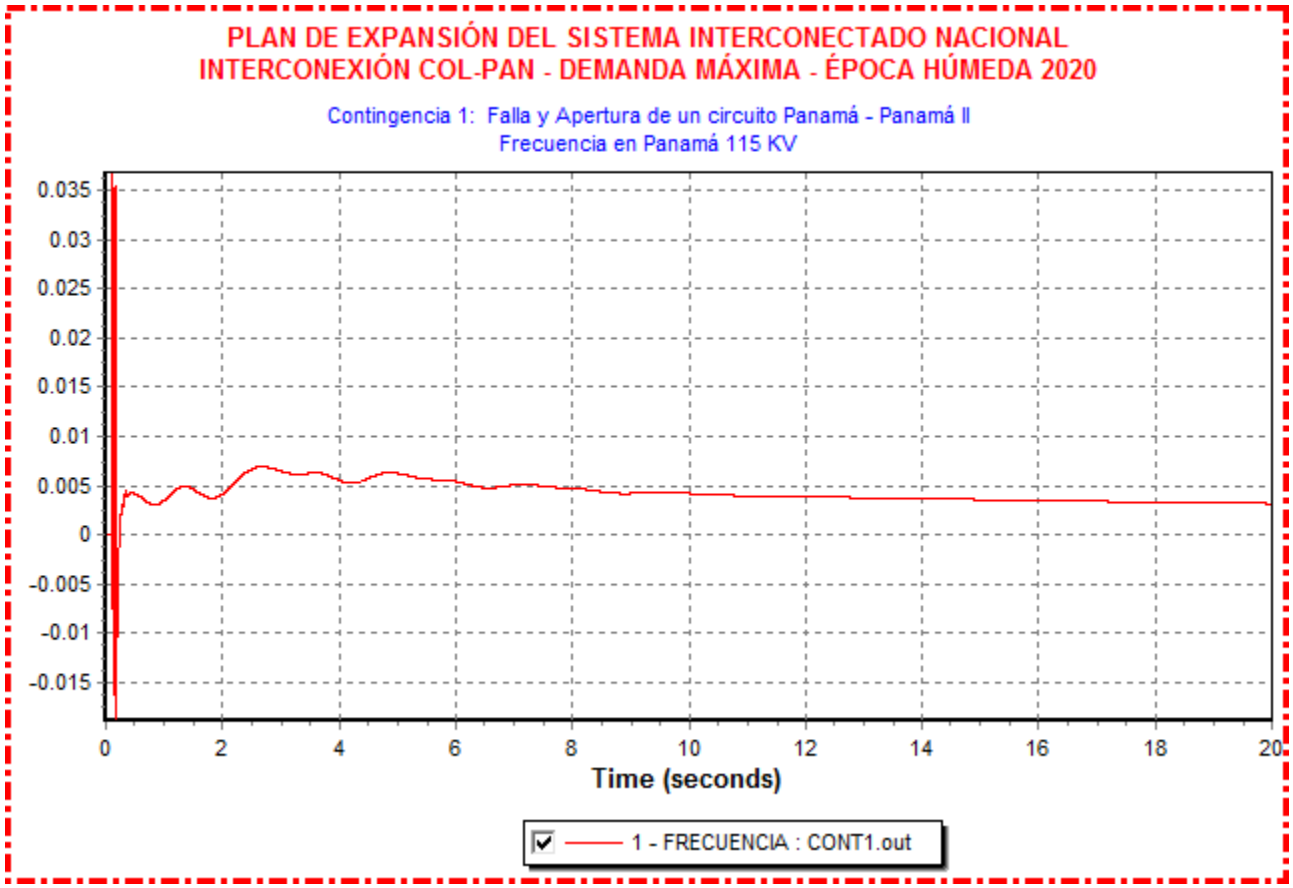

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIIO-2011
AÑO 2017 INTERCONEXIÓN COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 30: Falla y apertura del cilrcuito Panamá II - Colombia
Comportamiento Térmico (ángulos respecto a Bayano)
25
22,5
20
17,5
15
12,5
10
7,5
5
2,5
0
-2,5
-5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
25 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CNT30

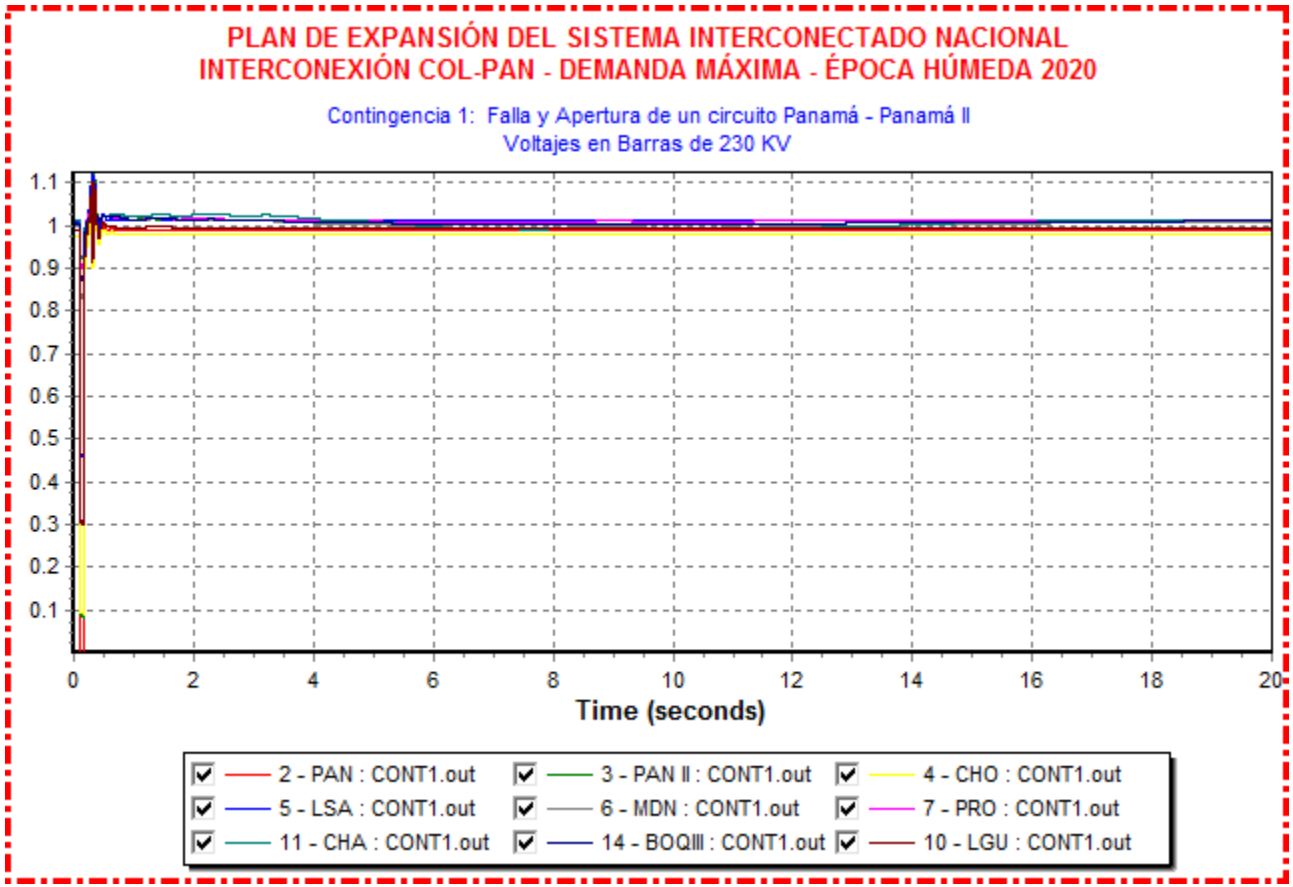

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIIO-2011
AÑO 2017 INTERCONEXIÓN COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 30: Falla y apertura del cilrcuito Panamá II - Colombia
Potencia - Parque Eólico
0,7
0,65
0,6
0,55
0,5
0,45
0,4
0,35
0,3
0,25
0,2
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
1 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CNT300

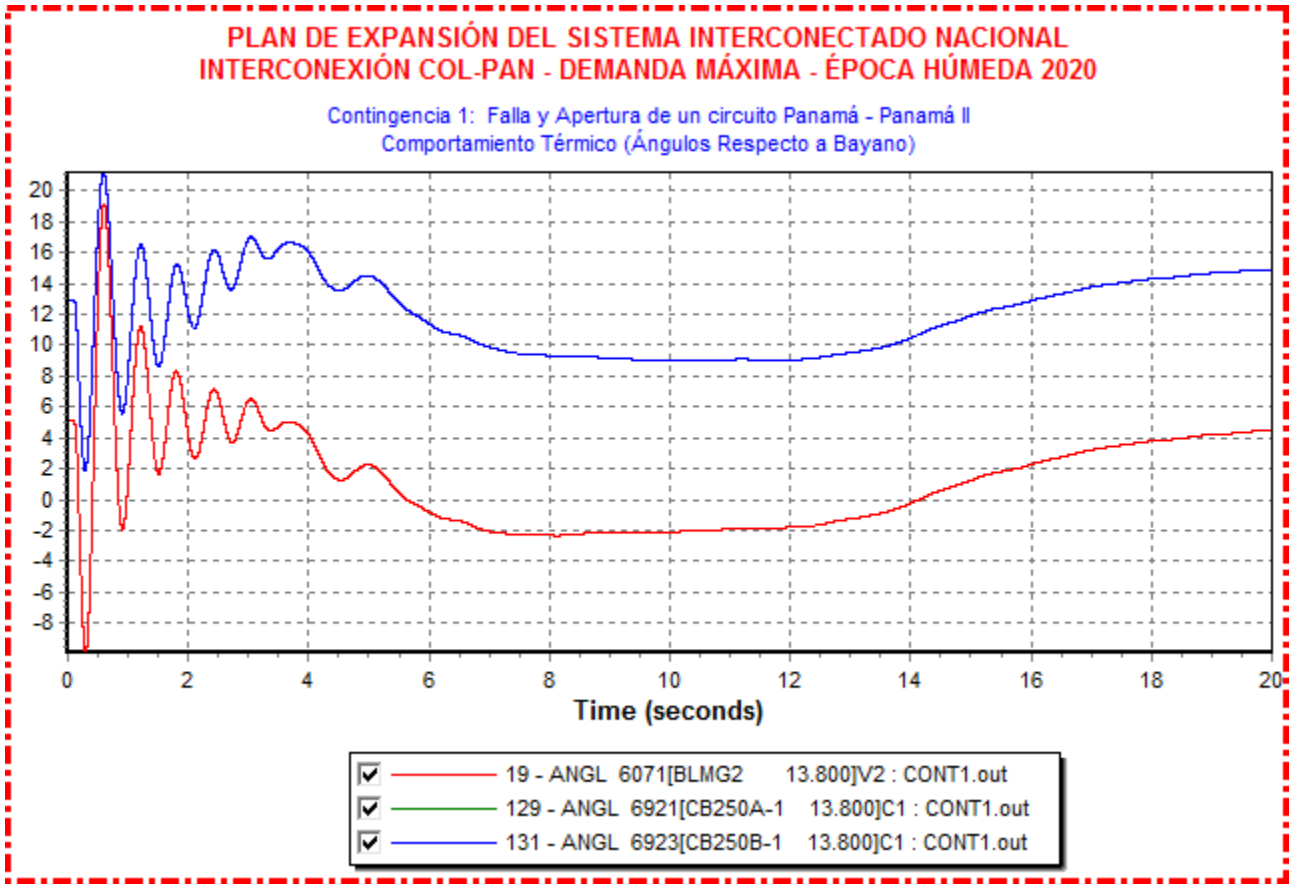

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN JUNIIO-2011
AÑO 2017 INTERCONEXIÓN COL-PAN ESC MOD DEM MÁX INVIERNO
Contingencia 30: Falla y apertura del cilrcuito Panamá II - Colombia
MVARs entregados por SVC en Llano Sánchez
5,5
5
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
2,5
5
7,5
10
12,5
15
17,5
20
22,5
25
Time (seconds)
2 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CNT300

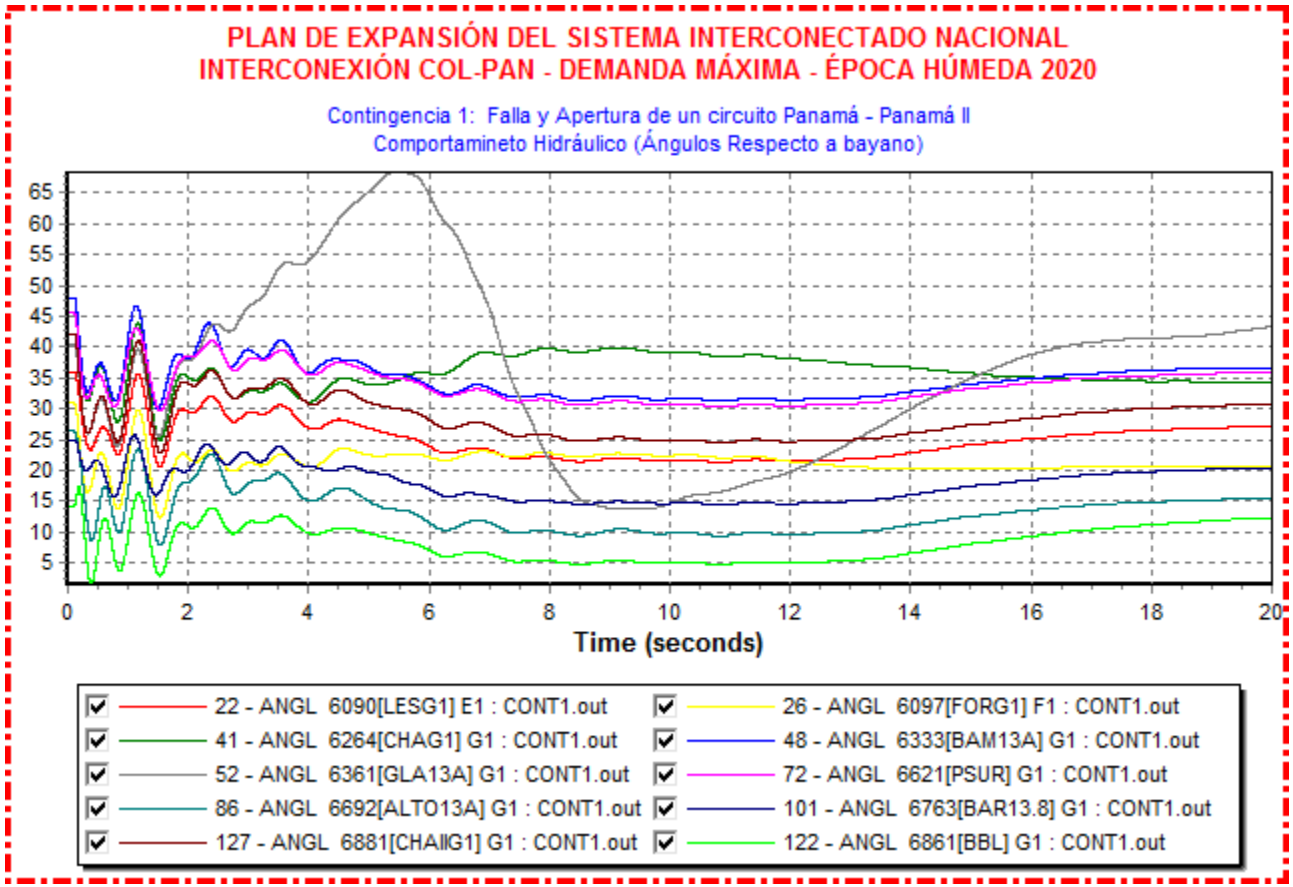
Año 2020

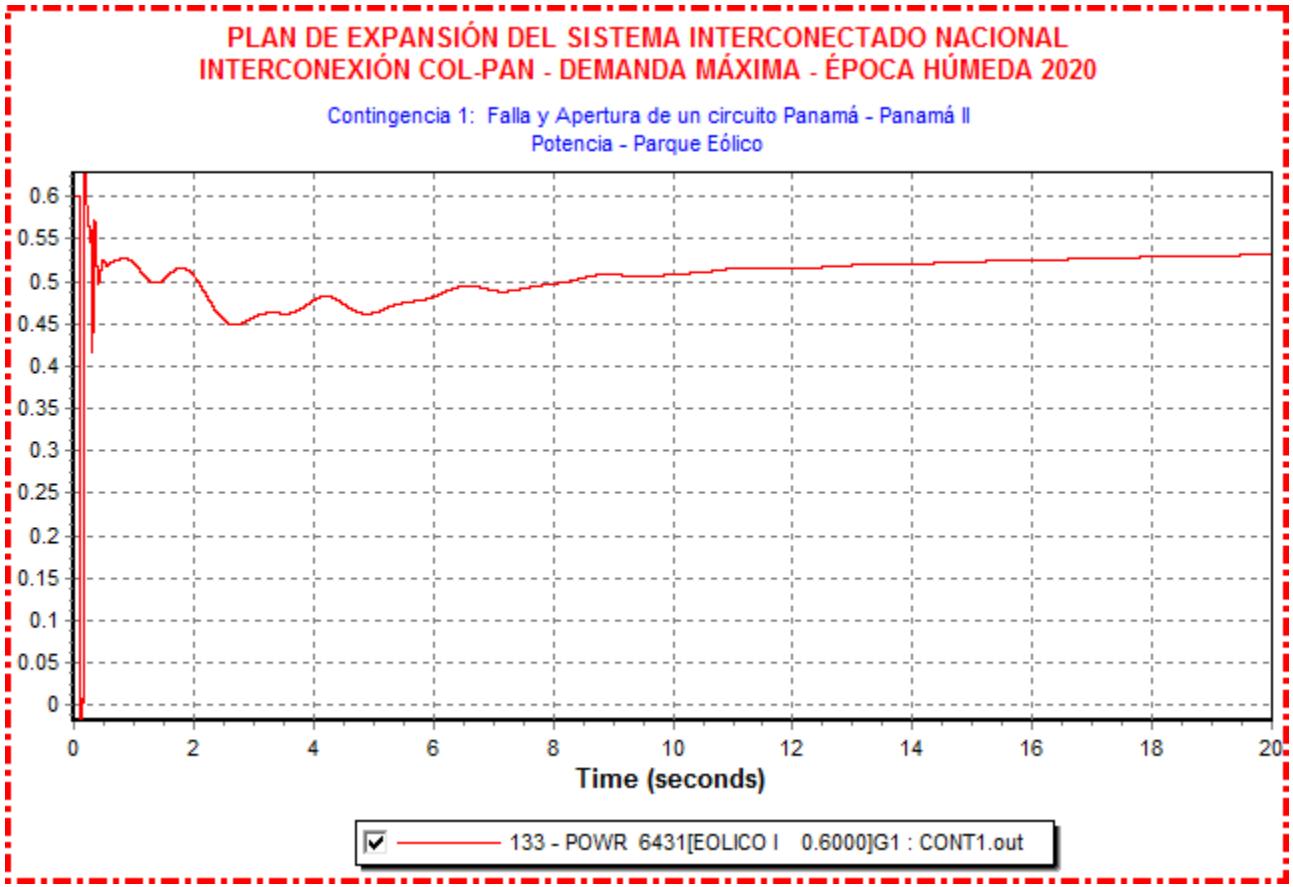
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito de Panamá – Panamá II

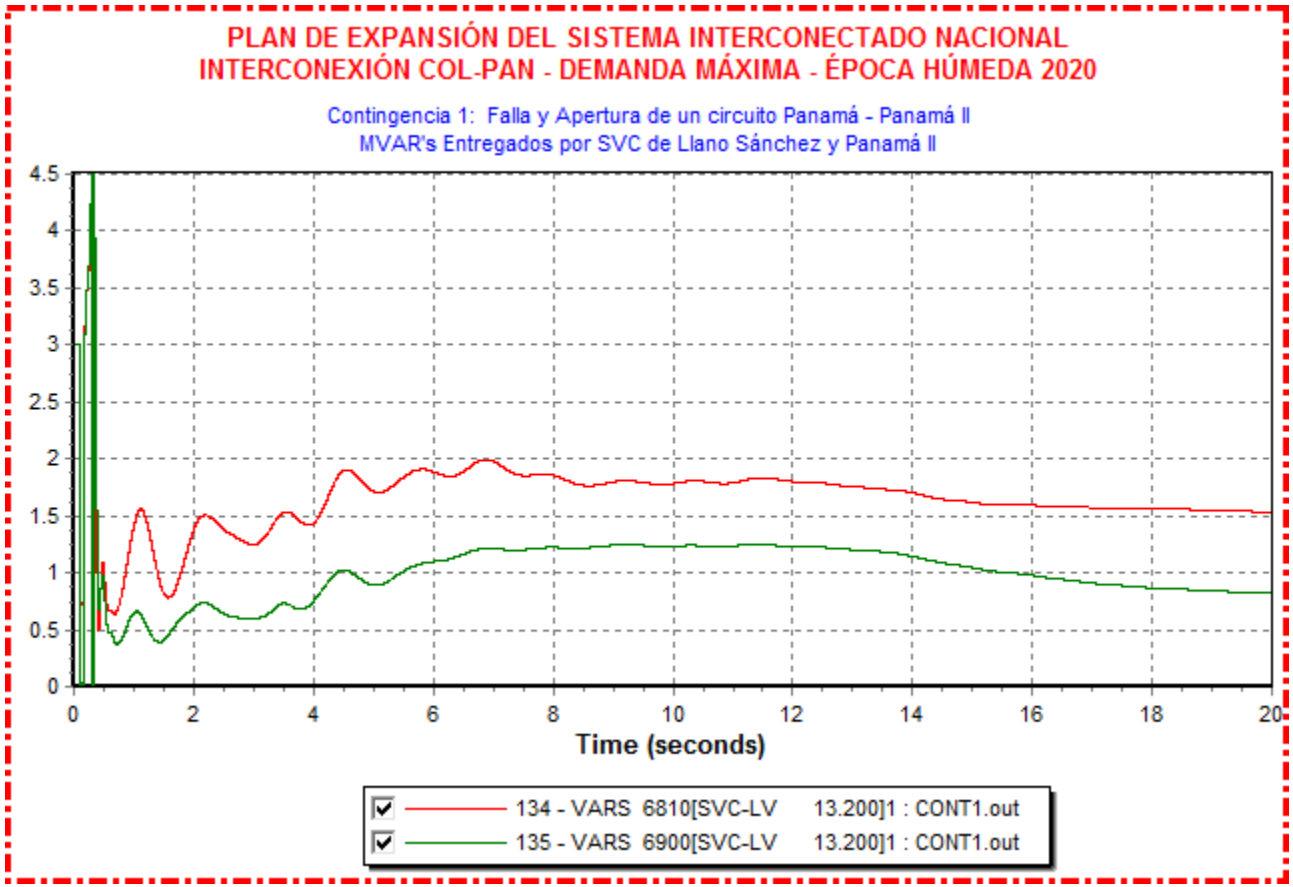



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá - Panamá II
Voltajes en Barras de 230 KV
1.1
1
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
2 - PAN : CONT1.out
3 - PAN II : CONT1.out
4 - CHO : CONT1.out
5 - LSA : CONT1.out
6 - MDN : CONT1.out
7 - PRO : CONT1.out
11 - CHA : CONT1.out
14 - BOQIII : CONT1.out
10 - LGU : CONT1.out

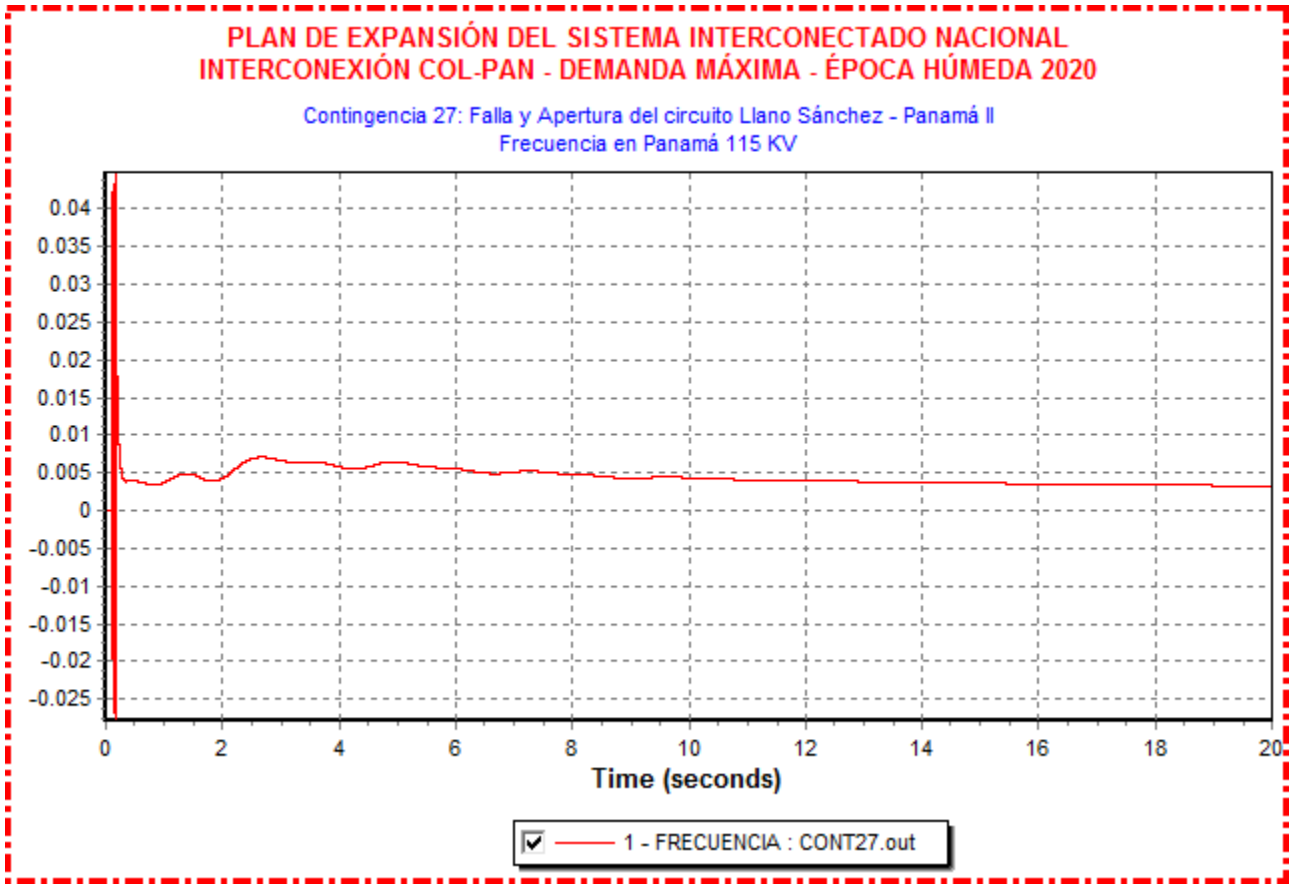

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá - Panamá II
Comportamiento Térmico (Ángulos Respecto a Bayano)
20
18
16
14
12
10
8
6
4
2
0
-2
-4
-6
-8
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
19 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CONT1.out
129 - ANGL 6921[CB250A-1 13.800]C1 : CONT1.out
131 - ANGL 6923[CB250B-1 13.800]C1 : CONT1.out

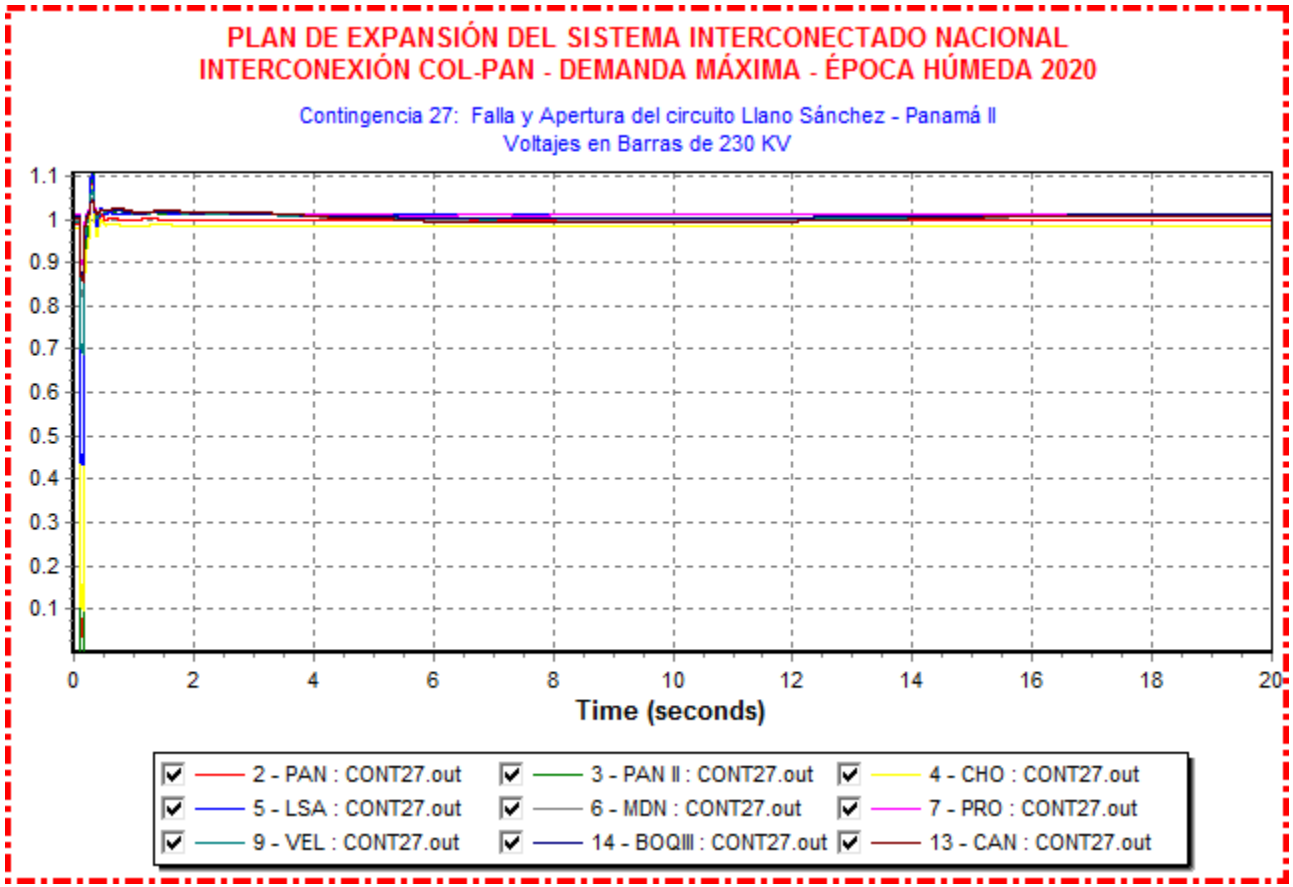

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá - Panamá II
Comportamineto Hidráulico (Ángulos Respecto a bayano)
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
22 - ANGL 6090[LESG1] E1 : CONT1.out
41 - ANGL 6264[CHAG1] G1 : CONT1.out
52 - ANGL 6361[GLA13A] G1 : CONT1.out
86 - ANGL 6692[ALTO13A] G1 : CONT1.out
127 - ANGL 6881[CHAIIG1] G1 : CONT1.out
26 - ANGL 6097[FORG1] F1 : CONT1.out
48 - ANGL 6333[BAM13A] G1 : CONT1.out
72 - ANGL 6621[PSUR] G1 : CONT1.out
101 - ANGL 6763[BAR13.8] G1 : CONT1.out
122 - ANGL 6861[BBL] G1 : CONT1.out

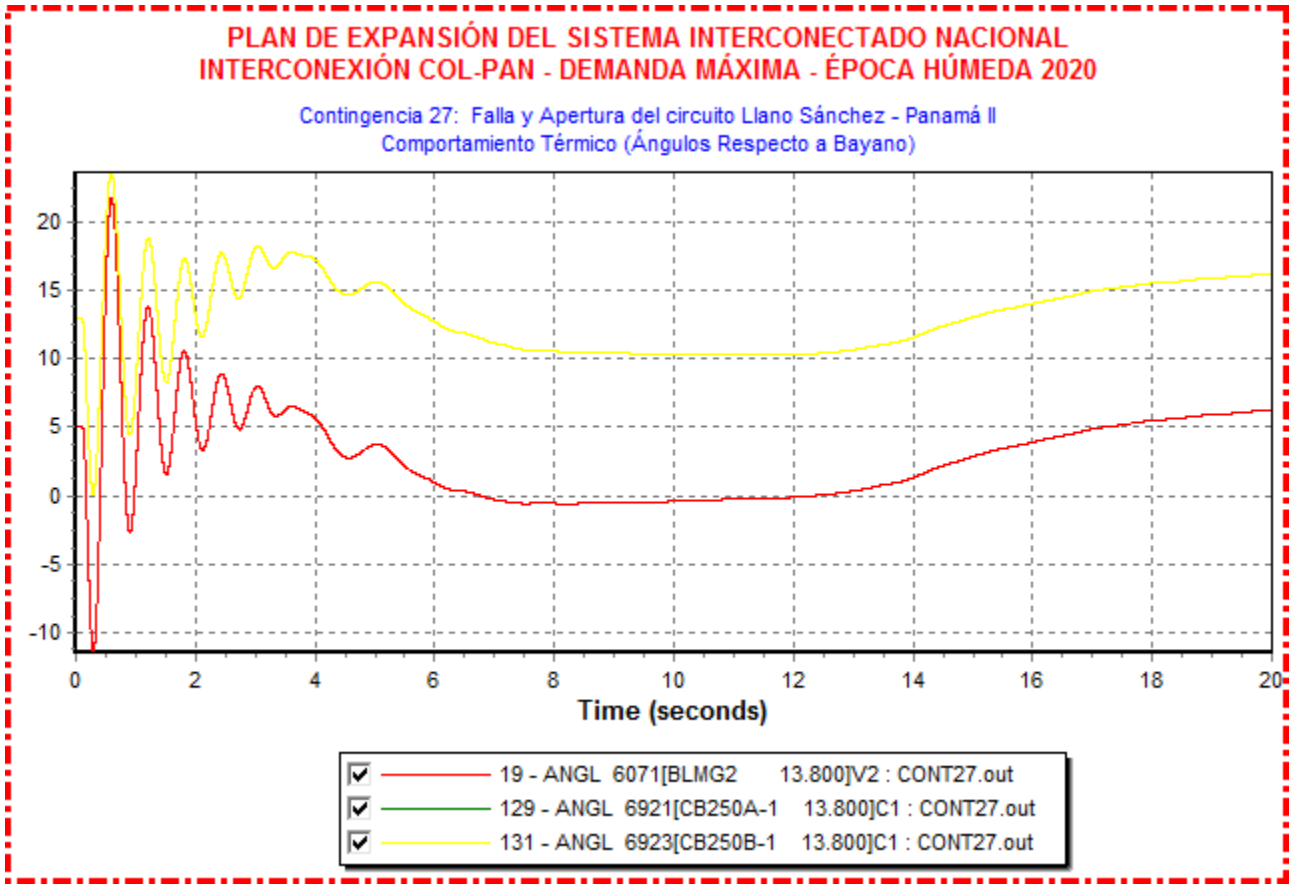

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá - Panamá II
Potencia - Parque Eólico
0.6
0.55
0.5
0.45
0.4
0.35
0.3
0.25
0.2
0.15
0.1
0.05
0
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
133 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CONT1.out

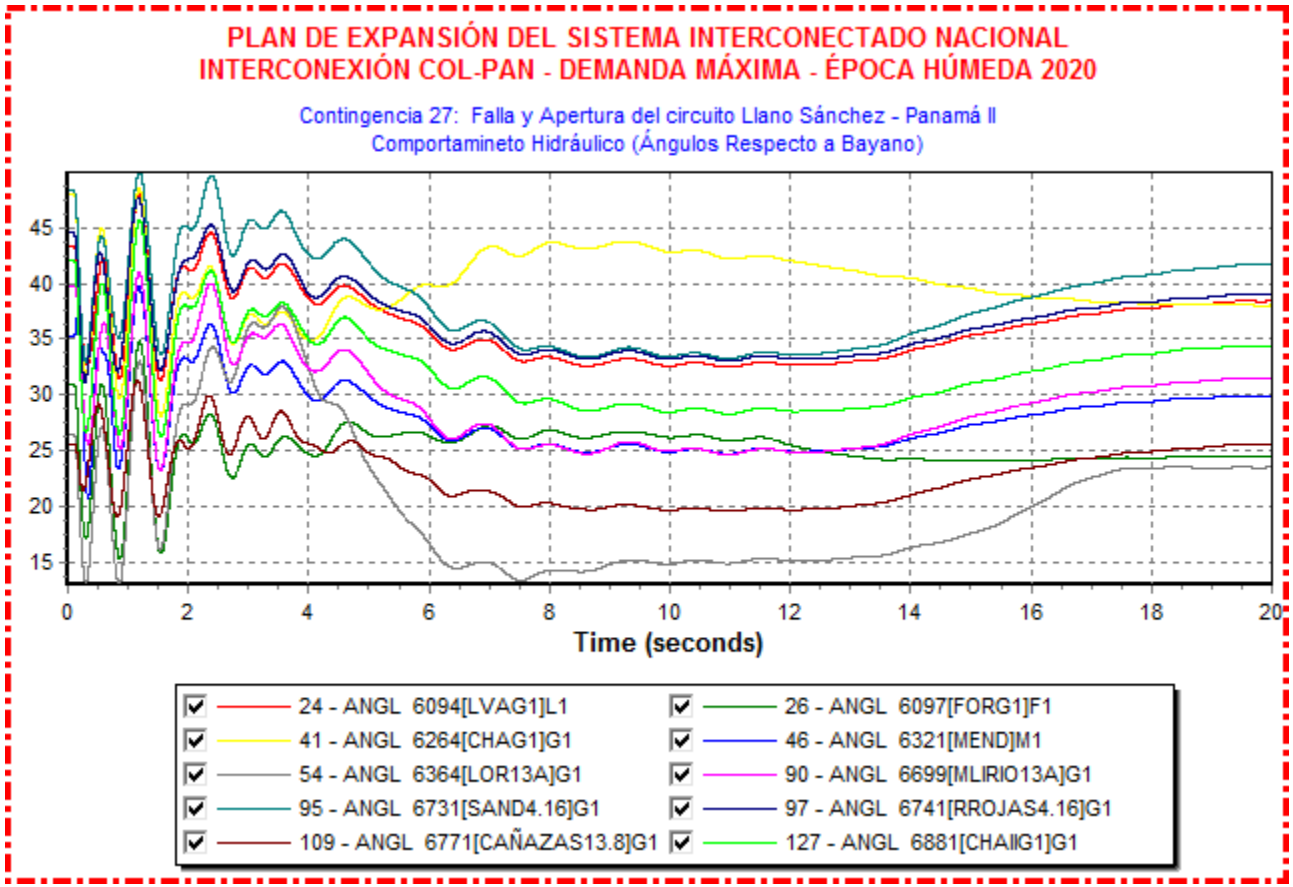

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 1: Falla y Apertura de un circuito Panamá - Panamá II
MVAR's Entregados por SVC de Llano Sánchez y Panamá II
4.5
4
3.5
3
2.5
2
1.5
1
0.5
0
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
134 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CONT1.out
135 - VARS 6900[SVC-LV 13.200]1 : CONT1.out

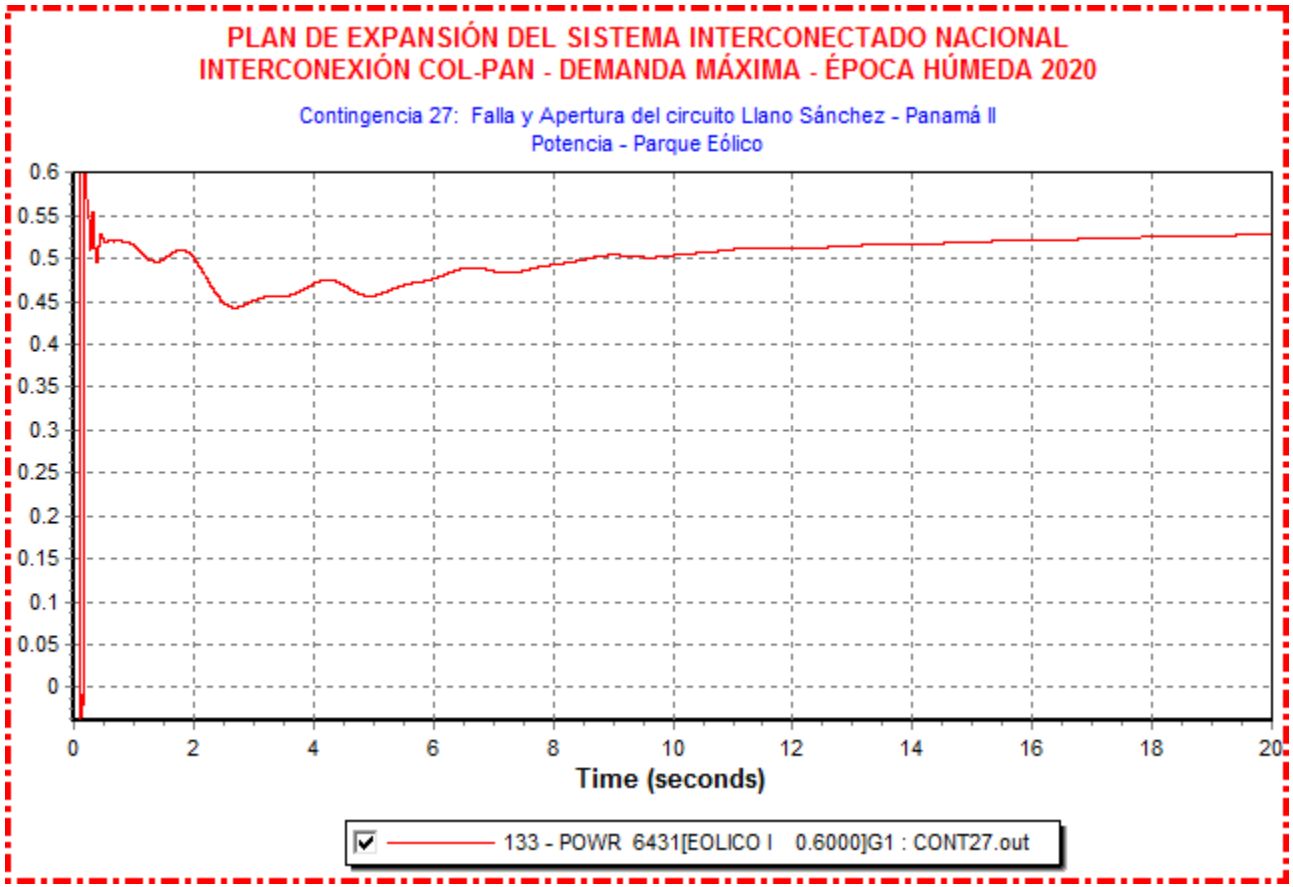
Contingencia 27: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez – Panamá II (N1)

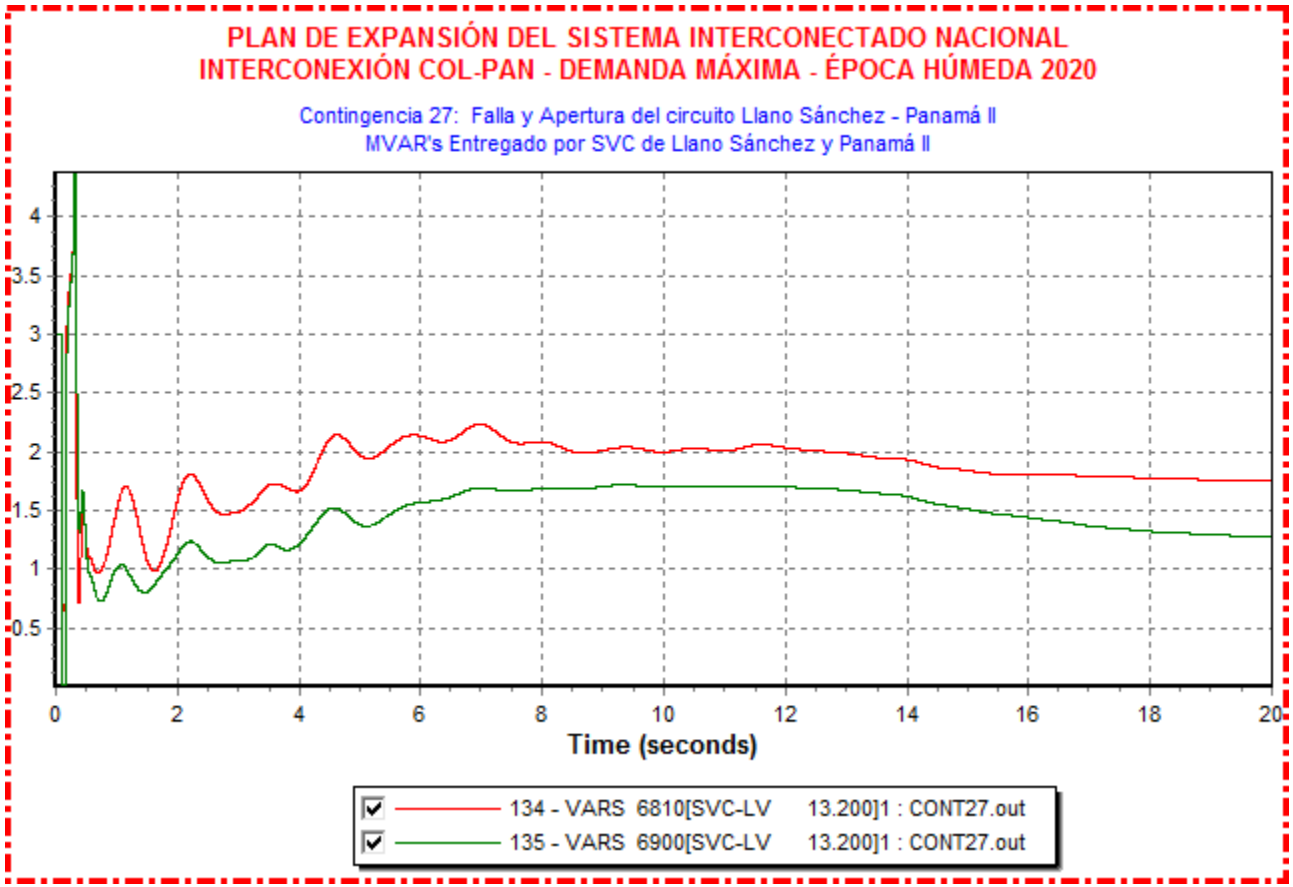



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 27: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez - Panamá II
Voltajes en Barras de 230 KV
1.1
1
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
2 - PAN : CONT27.out
3 - PAN II : CONT27.out
4 - CHO : CONT27.out
5 - LSA : CONT27.out
6 - MDN : CONT27.out
7 - PRO : CONT27.out
9 - VEL : CONT27.out
14 - BOQIII : CONT27.out
13 - CAN : CONT27.out

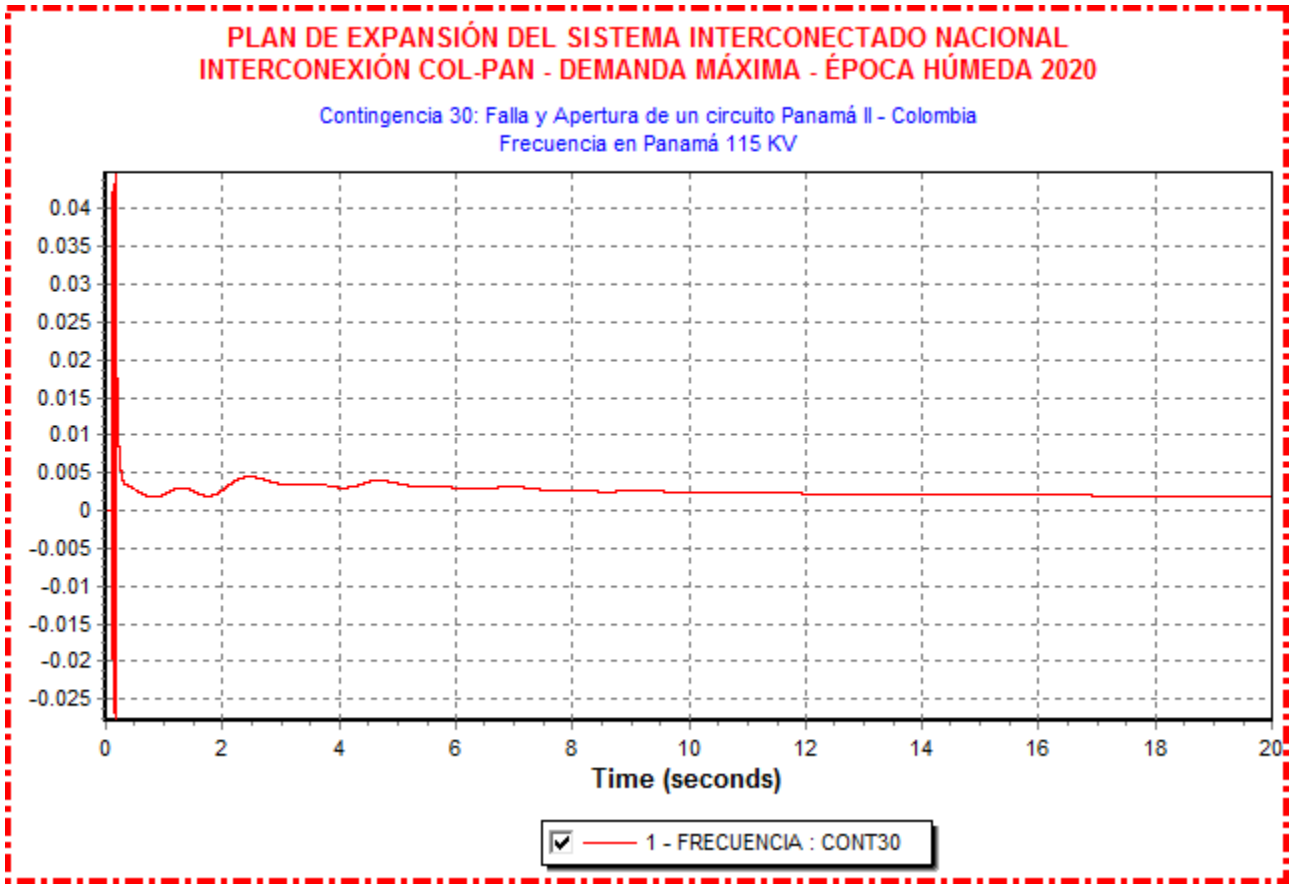

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 27: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez - Panamá II
Comportamiento Térmico (Ángulos Respecto a Bayano)
20
15
10
5
0
-5
-10
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
19 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CONT27.out
129 - ANGL 6921[CB250A-1 13.800]C1 : CONT27.out
131 - ANGL 6923[CB250B-1 13.800]C1 : CONT27.out

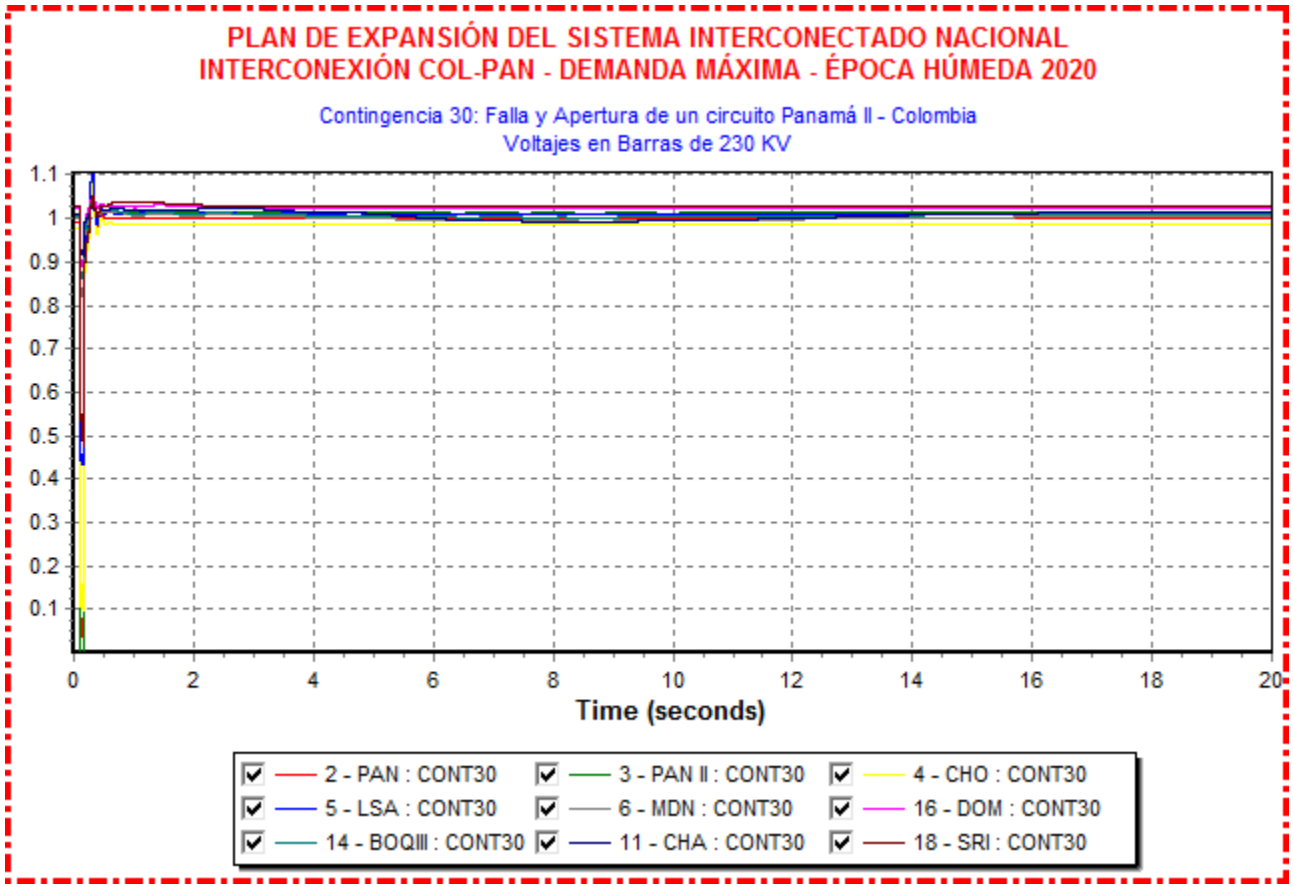

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 27: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez - Panamá II
Comportamineto Hidráulico (Ángulos Respecto a Bayano)
45
40
35
30
25
20
15
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
24 - ANGL 6094[LVAG1]L1
26 - ANGL 6097[FORG1]F1
41 - ANGL 6264[CHAG1]G1
46 - ANGL 6321[MEND]M1
54 - ANGL 6364[LOR13A]G1
90 - ANGL 6699[MLIRIO13A]G1
95 - ANGL 6731[SAND4.16]G1
97 - ANGL 6741[RROJAS4.16]G1
109 - ANGL 6771[CAÑAZAS13.8]G1
127 - ANGL 6881[CHAIIG1]G1

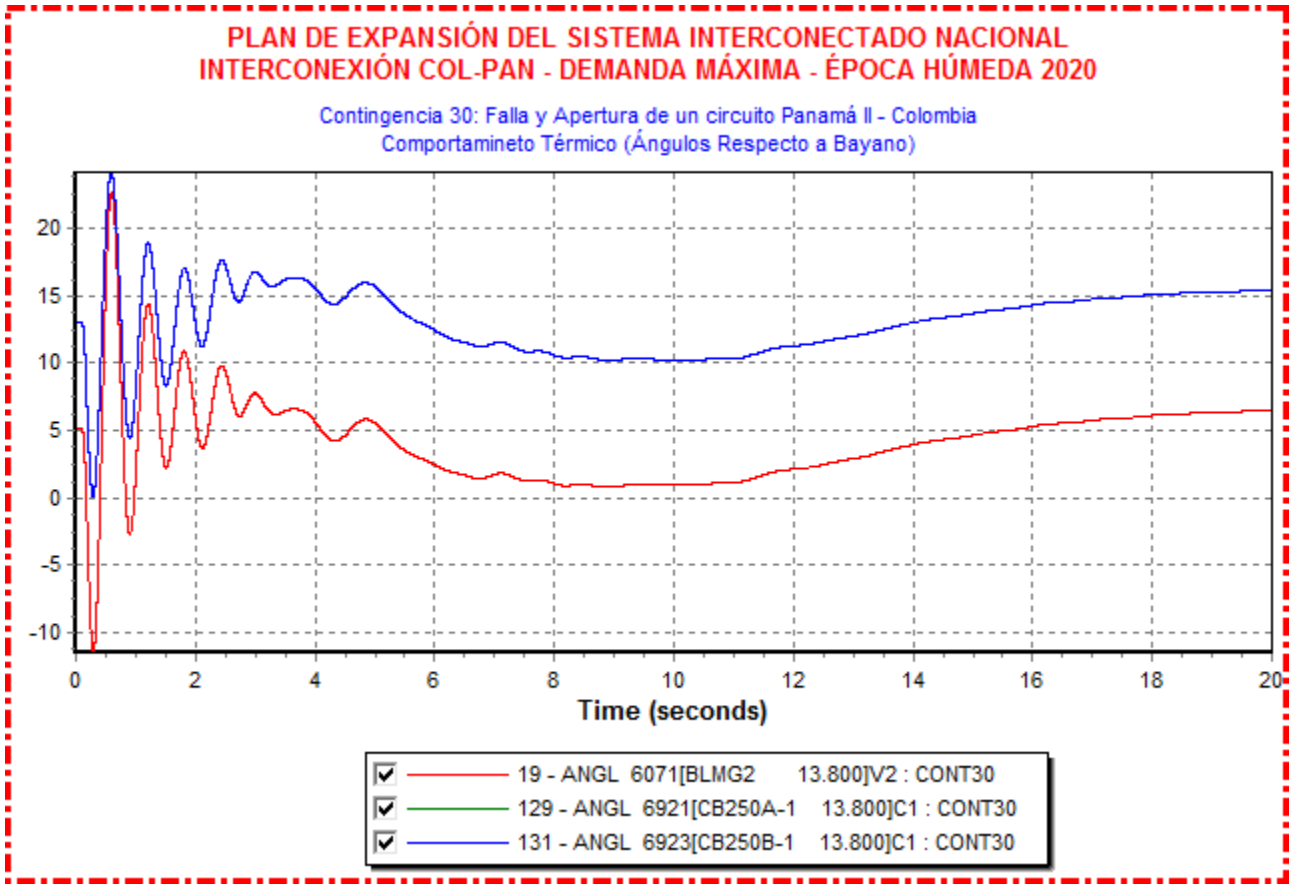

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 27: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez - Panamá II
Potencia - Parque Eólico
0.6
0.55
0.5
0.45
0.4
0.35
0.3
0.25
0.2
0.15
0.1
0.05
0
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
133 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CONT27.out

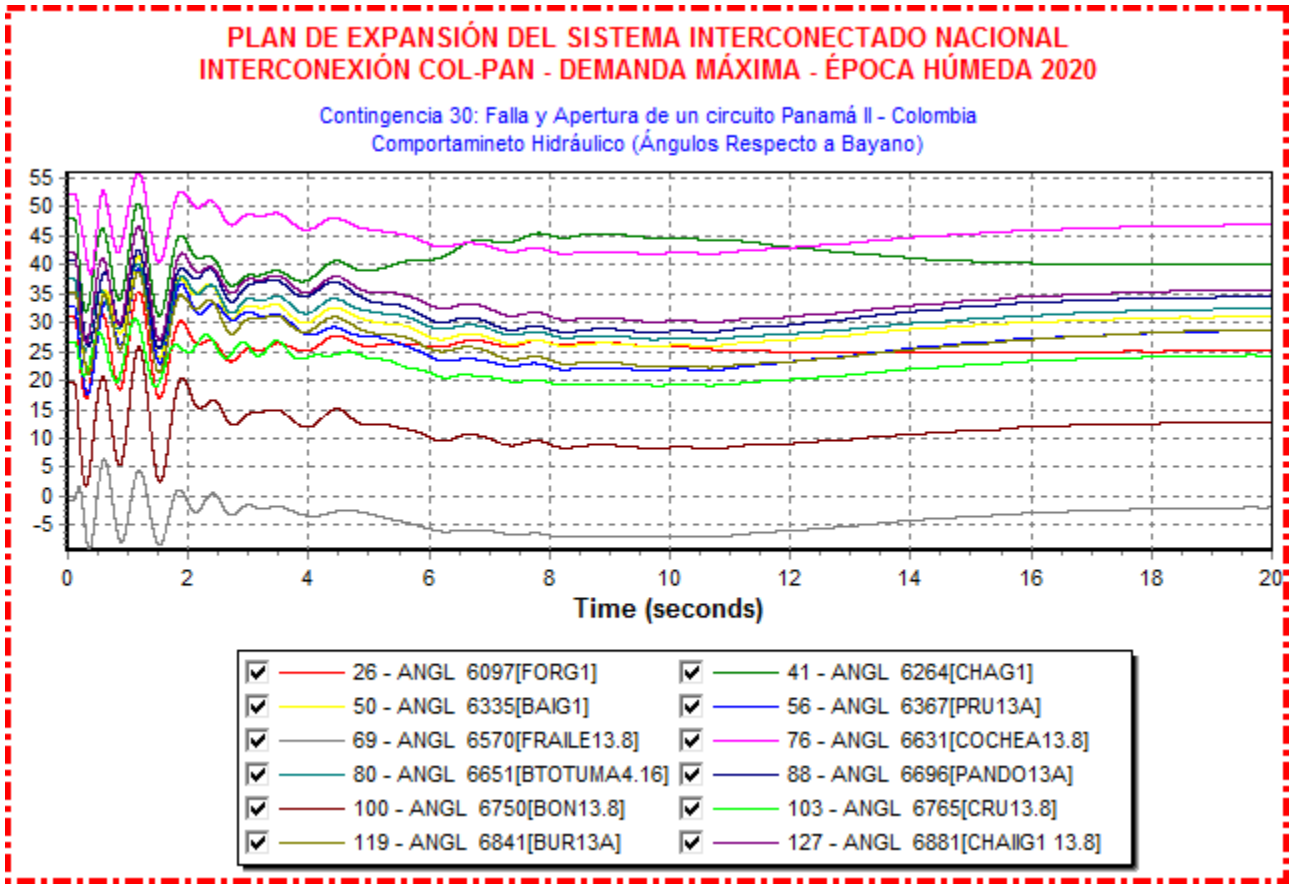

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 27: Falla y Apertura del circuito Llano Sánchez - Panamá II
MVAR's Entregado por SVC de Llano Sánchez y Panamá II
4
3.5
3
2.5
2
1.5
1
0.5
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
134 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CONT27.out
135 - VARS 6900[SVC-LV 13.200]1 : CONT27.out

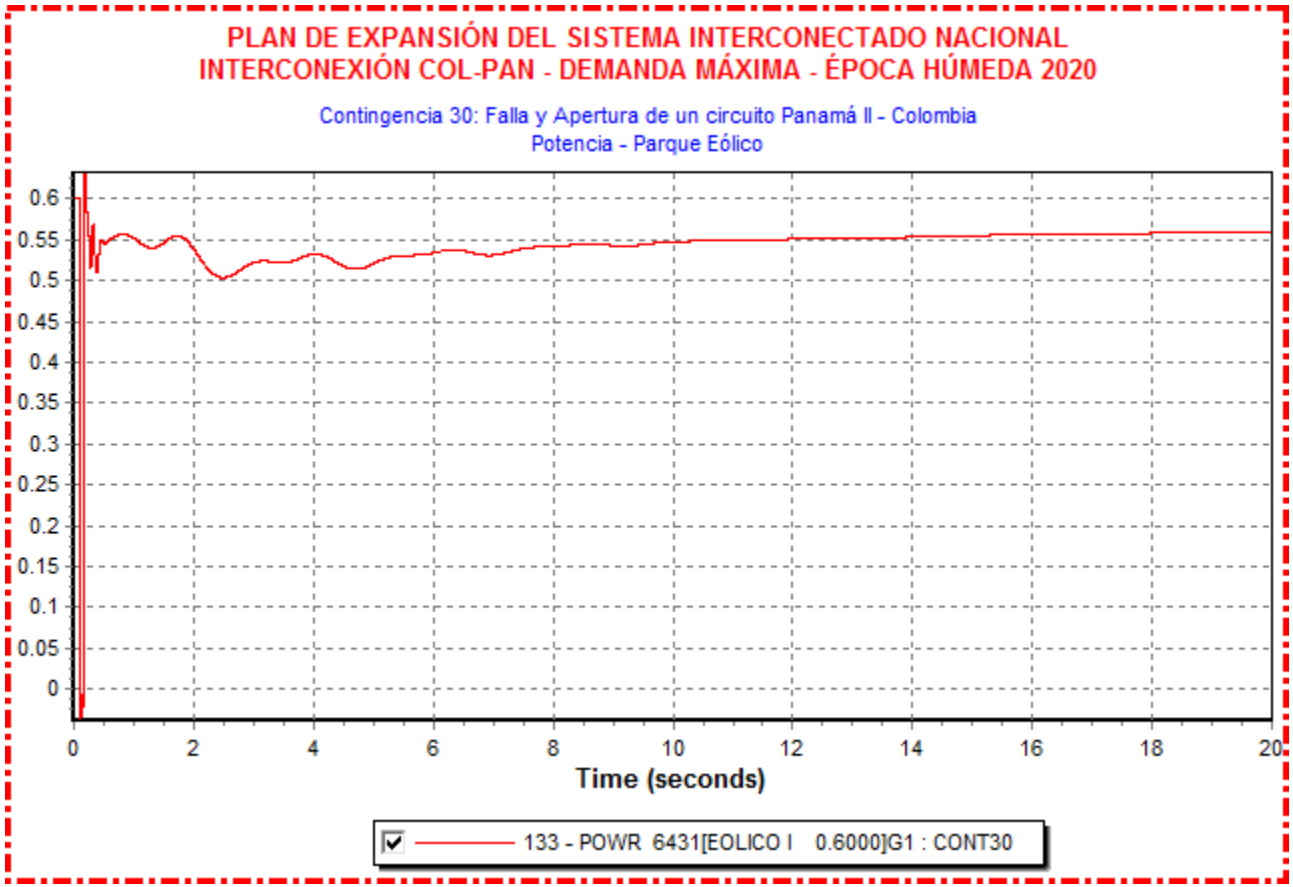
Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II – Cerro Matoso

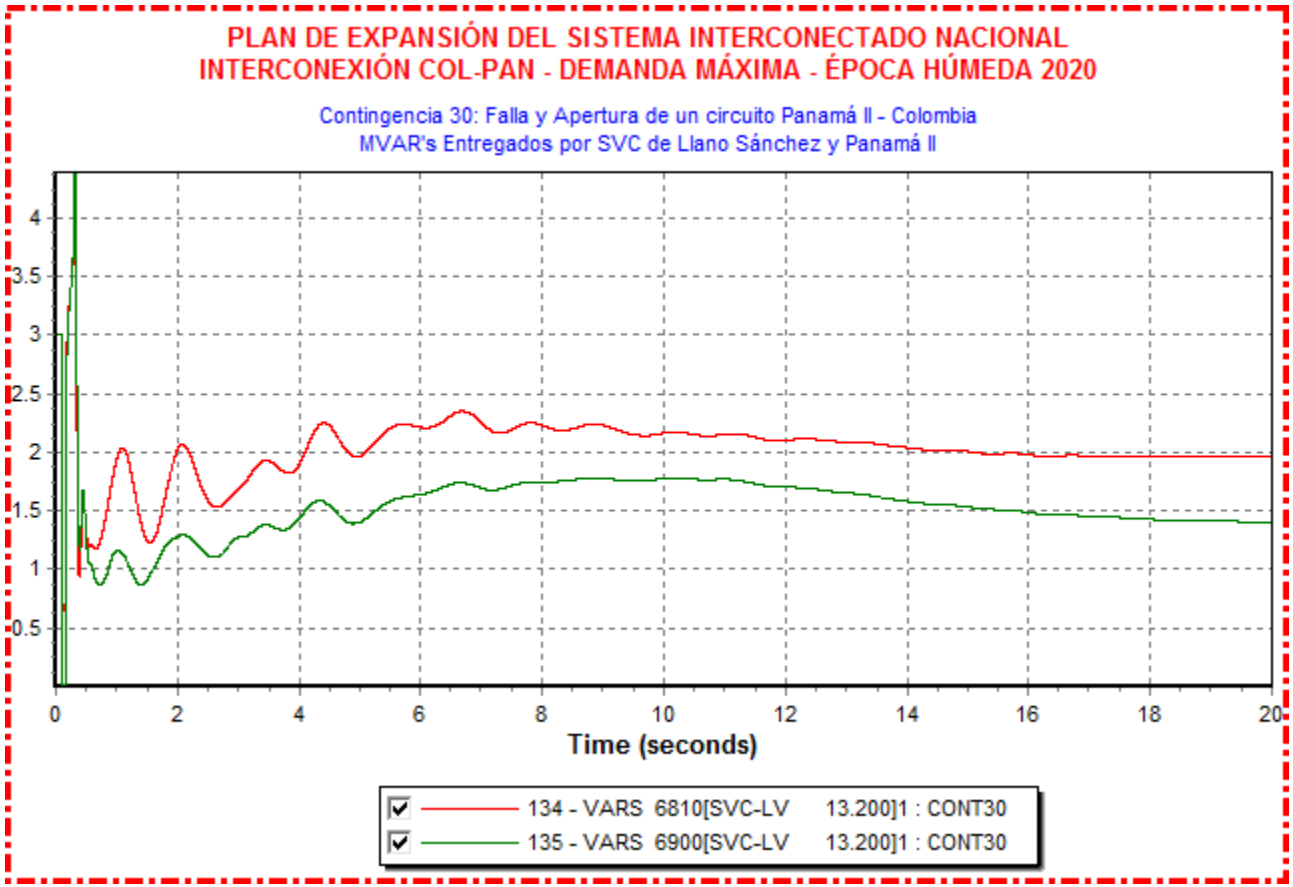



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II - Colombia
Voltajes en Barras de 230 KV
1.1
1
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
2 - PAN : CONT30
3 - PAN II : CONT30
4 - CHO : CONT30
5 - LSA : CONT30
6 - MDN : CONT30
16 - DOM : CONT30
14 - BOQIII : CONT30
11 - CHA : CONT30
18 - SRI : CONT30


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II - Colombia
Comportamineto Térmico (Ángulos Respecto a Bayano)
20
15
10
5
0
-5
-10
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
19 - ANGL 6071[BLMG2 13.800]V2 : CONT30
129 - ANGL 6921[CB250A-1 13.800]C1 : CONT30
131 - ANGL 6923[CB250B-1 13.800]C1 : CONT30


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II - Colombia
Comportamineto Hidráulico (Ángulos Respecto a Bayano)
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
-5
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
26 - ANGL 6097[FORG1]
41 - ANGL 6264[CHAG1]
50 - ANGL 6335[BAIG1]
56 - ANGL 6367[PRU13A]
69 - ANGL 6570[FRAILE13.8]
76 - ANGL 6631[COCHEA13.8]
80 - ANGL 6651[BTOTUMA4.16]
88 - ANGL 6696[PANDO13A]
100 - ANGL 6750[BON13.8]
103 - ANGL 6765[CRU13.8]
119 - ANGL 6841[BUR13A]
127 - ANGL 6881[CHAIIG1 13.8]


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II - Colombia
Potencia - Parque Eólico
0.6
0.55
0.5
0.45
0.4
0.35
0.3
0.25
0.2
0.15
0.1
0.05
0
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
133 - POWR 6431[EOLICO I 0.6000]G1 : CONT30


PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
Contingencia 30: Falla y Apertura de un circuito Panamá II - Colombia
MVAR's Entregados por SVC de Llano Sánchez y Panamá II
4
3.5
3
2.5
2
1.5
1
0.5
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
Time (seconds)
134 - VARS 6810[SVC-LV 13.200]1 : CONT30
135 - VARS 6900[SVC-LV 13.200]1 : CONT30

ANEXO III-8
RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO
ALTERNATIVA CON CENTROAMÉRICA Y COLOMBIA

ÍNDICE GENERAL

1. **Cortocircuito Año 2015**
2. **Cortocircuito Año 2017**
3. **Cortocircuito Año 2020**

Cortocircuito Año 2015

```
                          PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          THU, MAY 19 2011  14:48
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015
                       OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6000 [FRONTER     230.00] 3PH    2912.16    7310.2   -54.88
                            LG     3005.43    7544.3   -54.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.457/82.188, 7.28914  Z-:/18.258/82.622, 7.72320  Z0:/16.944/80.360, 5.88722

--------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    2090.16    5246.8   -71.24
                            LG     2444.21    6135.5   -77.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.346/62.019, 1.88222  Z-:/24.385/66.947, 2.34981  Z0:/15.901/81.958, 7.07801

--------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    2058.84    5168.1   -72.40
                            LG     2472.44    6206.4   -77.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.033/64.381, 2.08538  Z-:/25.037/68.974, 2.60155  Z0:/14.277/79.321, 5.30283

--------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    1892.85    4751.5   -71.25
                            LG     2090.63    5247.9   -78.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.603/64.593, 2.10534  Z-:/26.656/70.562, 2.83373  Z0:/21.334/82.820, 7.93794
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    2646.96    6644.4   -65.40
                            LG     2243.54    5631.8   -68.07
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.985/73.219, 3.31605  Z-:/19.654/76.010, 4.01379  Z0:/31.132/77.523, 4.51918

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    3787.54    9507.6   -55.52
                            LG     3141.41    7885.6   -53.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.053/81.590, 6.76414  Z-:/13.797/82.774, 7.88750  Z0:/23.044/76.513, 4.16961

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3124.14    7842.3   -54.56
                            LG     3476.06    8725.7   -54.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.185/82.878, 8.00382  Z-:/16.934/83.444, 8.70078  Z0:/12.218/82.126, 7.23109

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    3733.52    9371.9   -55.68
                            LG     4095.63   10280.9   -55.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.271/82.489, 7.58398  Z-:/14.108/83.293, 8.50408  Z0:/10.664/79.301, 5.29278

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1550.97    3893.3   -77.65
                            LG     1888.04    4739.4   -82.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/35.012/72.041, 3.08528  Z-:/33.386/75.147, 3.77077  Z0:/18.314/87.105, 19.77398

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6103 [COP23O      230.00] 3PH    1809.92    4543.3   -74.45
                            LG     2054.72    5157.8   -79.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/29.684/66.797, 2.33283  Z-:/28.655/70.779, 2.86830  Z0:/20.461/80.601, 6.04107
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6105 [PAM230      230.00] 3PH    1879.86    4718.8   -71.39
                            LG     2071.79    5200.6   -78.60
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.794/64.731, 2.11853  Z-:/26.853/70.663, 2.84959  Z0:/21.626/82.826, 7.94430
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    1673.93    4201.9   -75.46
                            LG     1860.26    4669.6   -80.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/32.119/67.973, 2.47179  Z-:/31.040/71.605, 3.00690  Z0:/23.915/81.033, 6.33733

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6178 [EST230      230.00] 3PH    3455.71    8674.6   -56.44
                            LG     3427.39    8603.5   -56.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.355/82.766, 7.87790  Z-:/15.230/83.470, 8.73562  Z0:/15.864/81.911, 7.03592

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    3667.57    9206.4   -56.48
                            LG     3597.58    9030.7   -56.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.471/82.682, 7.78731  Z-:/14.344/83.435, 8.68895  Z0:/15.451/80.632, 6.06126

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    3441.88    8639.9   -59.95
                            LG     2001.10    5023.2   -48.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.432/79.037, 5.16221  Z-:/15.254/80.515, 5.98536  Z0:/50.036/60.330, 1.75534

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [LGU 230     230.00] 3PH    1963.18    4928.0   -68.78
                            LG     1700.87    4269.6   -73.27
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.656/70.315, 2.79520  Z-:/26.190/73.841, 3.45128  Z0:/39.622/78.461, 4.89789
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA 230     230.00] 3PH    2284.58    5734.8   -53.80
                            LG     2008.12    5040.8   -51.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.509/82.363, 7.45819  Z-:/23.410/82.523, 7.61953  Z0:/33.421/76.537, 4.17724

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2304.53    5784.9   -52.70
                            LG     2471.08    6203.0   -49.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.328/83.297, 8.50926  Z-:/23.245/83.460, 8.72309  Z0:/19.013/70.907, 2.88895

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6330 [BAI230      230.00] 3PH    2528.75    6347.7   -53.74
                            LG     2856.62    7170.7   -54.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.213/82.953, 8.08909  Z-:/20.985/83.354, 8.58179  Z0:/14.145/85.309, 12.18592
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN 230     230.00] 3PH    1990.07    4995.5   -54.72
                            LG     1832.35    4599.6   -48.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.807/81.476, 6.67170  Z-:/26.696/81.772, 6.91550  Z0:/34.576/66.438, 2.29301

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6360 [GLA230      230.00] 3PH    3367.82    8454.0   -50.93
                            LG     3102.94    7789.1   -51.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.830/77.456, 4.49436  Z-:/15.680/78.028, 4.71605  Z0:/20.038/79.493, 5.39203
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6363 [ZAM230      230.00] 3PH    2945.97    7395.0   -44.46
                            LG    2581.87    6481.1   -47.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.182/71.309, 2.95588  Z-:/18.014/71.695, 3.02276  Z0:/26.158/78.592, 4.95592

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6366 [EVA230      230.00] 3PH    2569.81    6450.8   -38.55
                            LG    2215.74    5562.0   -44.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.899/65.571, 2.20153  Z-:/20.720/65.843, 2.22953  Z0:/31.515/78.093, 4.74256

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII 230  230.00] 3PH    3106.24    7797.4   -54.35
                            LG    2484.49    6236.6   -51.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.212/82.261, 7.35878  Z-:/17.003/82.876, 8.00150  Z0:/30.423/76.851, 4.28056

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    2038.27    5116.5   -54.18
                            LG    1519.31    3813.8   -50.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.361/81.895, 7.02232  Z-:/26.244/82.021, 7.13417  Z0:/53.668/75.334, 3.82109

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6430 [ANTON230    230.00] 3PH    1695.46    4256.0   -74.71
                            LG    2117.76    5316.0   -76.21
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/31.653/75.556, 3.88244  Z-:/31.253/78.076, 4.73530  Z0:/13.135/78.254, 4.80932

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2436.84    6117.0   -57.67
                            LG    2688.88    6749.7   -56.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.234/82.170, 7.27210  Z-:/22.172/82.387, 7.48158  Z0:/16.062/79.179, 5.23179
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6590 [24DIC230    230.00] 3PH    1825.26    4581.8   -74.22
                            LG     2029.83    5095.3   -79.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/29.401/66.420, 2.29112  Z-:/28.379/70.439, 2.81434  Z0:/21.864/79.441, 5.36488

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6680 [BFRIO230    230.00] 3PH    2770.87    6955.5   -46.59
                            LG     2878.81    7226.5   -48.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.427/75.080, 3.75302  Z-:/19.156/75.448, 3.85240  Z0:/17.557/80.155, 5.76265

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6690 [DOM230      230.00] 3PH    2377.82    5968.8   -57.88
                            LG     2964.56    7441.7   -57.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.804/82.401, 7.49584  Z-:/22.741/82.620, 7.72060  Z0:/9.327/82.307, 7.40287

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6691 [ALTO230     230.00] 3PH    2163.87    5431.8   -51.59
                            LG     2775.70    6967.6   -53.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.099/76.121, 4.04716  Z-:/25.027/76.299, 4.10195  Z0:/8.675/85.670, 13.20812

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6695 [PANDO230    230.00] 3PH    1792.77    4500.2   -57.87
                            LG     2339.80    5873.4   -58.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/30.263/82.678, 7.78268  Z-:/30.203/82.834, 7.95397  Z0:/9.106/85.502, 12.71262

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6698 [MLIRIO230   230.00] 3PH    1953.43    4903.5   -57.88
                            LG     2624.18    6587.3   -58.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.769/82.593, 7.69251  Z-:/27.708/82.767, 7.87874  Z0:/6.550/86.594, 16.80437

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    2076.90    5213.5   -64.32
                            LG     1048.80    2632.7   -57.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.552/79.945, 5.63977  Z-:/25.375/81.164, 6.43249  Z0:/101.470/69.815, 2.72016

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6790 [SMA230      230.00] 3PH    2389.42    5998.0   -60.76
                            LG     1999.80    5019.9   -65.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.167/68.634, 2.55616  Z-:/21.740/71.015, 2.90666  Z0:/35.728/77.285, 4.43182

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6840 [BUR230      230.00] 3PH    2408.50    6045.9   -54.43
                            LG     3090.63    7758.1   -55.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.341/82.928, 8.06080  Z-:/22.098/83.344, 8.56939  Z0:/7.816/88.031, 29.08999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    2782.61    6985.0   -60.45
                            LG     1699.31    4265.6   -51.69
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.093/78.725, 5.01589  Z-:/18.911/79.997, 5.66940  Z0:/56.643/63.677, 2.02126
```

```
                          PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          THU, MAY 19 2011  14:49
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2015
                       OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6002 [PAN115      115.00] 3PH    1978.28    9931.8   -71.60
                            LG     2384.29   11970.2   -78.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.803/59.448, 1.69417  Z-:/6.577/63.972, 2.04780  Z0:/3.782/83.777, 9.17036

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    1657.09    8319.3   -76.40
                            LG     1470.00    7380.1   -85.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.142/65.115, 2.15581  Z-:/7.933/68.936, 2.59640  Z0:/11.739/83.176, 8.35648

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    1247.37    6262.3   -78.67
                            LG     1044.31    5242.9   -89.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.324/69.265, 2.64152  Z-:/9.783/77.961, 4.68886  Z0:/17.273/88.715, 44.59631

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1402.95    7043.4   -71.99
                            LG      943.09    4734.7   -78.20
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.590/76.986, 4.32664  Z-:/9.424/78.893, 5.09360  Z0:/23.931/87.370, 21.77127

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    1978.21    9931.5   -56.28
                            LG     1641.18    8239.4   -57.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.775/84.607, 10.59317  Z-:/6.385/86.962, 18.84307  Z0:/11.342/86.240, 15.21673
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1148.61    5766.5   -58.74
                            LG     1258.51    6318.3   -59.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.630/86.786, 17.81016  Z-:/11.121/87.775, 25.73759  Z0:/9.095/88.823, 48.68116

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    1961.67    9848.4   -71.81
                            LG     2358.30   11839.7   -78.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.858/59.574, 1.70266  Z-:/6.635/64.038, 2.05379  Z0:/3.829/82.654, 7.75725

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6019 [CVI115A     115.00] 3PH    1495.01    7505.6   -76.29
                            LG     1418.85    7123.3   -84.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.963/63.562, 2.01116  Z-:/8.772/67.014, 2.35741  Z0:/10.896/82.086, 7.19342

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1104.49    5545.0   -80.22
                            LG      846.34    4249.0   -85.57
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.046/66.244, 2.27204  Z-:/11.845/68.785, 2.57616  Z0:/23.400/75.769, 3.94310

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6027 [LOC115A     115.00] 3PH    1817.72    9125.8   -72.14
                            LG     2123.36   10660.2   -79.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.355/58.714, 1.64564  Z-:/7.146/62.867, 1.95136  Z0:/4.660/82.909, 8.03854

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6032 [MAR115A     115.00] 3PH    1545.57    7759.5   -74.18
                            LG     1654.80    8307.8   -81.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.631/60.452, 1.76407  Z-:/8.442/64.008, 2.05103  Z0:/7.373/80.222, 5.80286

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6036 [SMA115      115.00] 3PH    1812.08    9097.4   -72.64
                            LG     2032.39   10203.5   -79.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.419/60.298, 1.75308  Z-:/7.204/64.461, 2.09287  Z0:/5.442/81.021, 6.32893

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6040 [SFR115      115.00] 3PH    1670.32    8385.7   -73.36
                            LG     1750.51    8788.3   -81.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.987/59.525, 1.69933  Z-:/7.790/63.356, 1.99313  Z0:/7.404/81.522, 6.70852

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6047 [CLA115      115.00] 3PH     774.34    3887.5   -83.09
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.096/68.548, 2.54486  Z-:/16.925/70.347, 2.80019  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6055 [MOS115B     115.00] 3PH    1669.11    8379.7   -74.17
                            LG     1569.50    7879.6   -82.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.044/61.515, 1.84293  Z-:/7.845/65.380, 2.18217  Z0:/10.059/80.553, 6.00970

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6057 [TOC115      115.00] 3PH    1355.42    6804.8   -78.53
                            LG     1115.34    5599.5   -86.39
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.933/66.881, 2.34235  Z-:/9.745/70.033, 2.75234  Z0:/16.801/82.111, 7.21670

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    1555.54    7809.5   -80.26
                            LG     1915.38    9616.0   -85.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.606/66.846, 2.33833  Z-:/8.277/70.376, 2.80462  Z0:/4.253/86.182, 14.98314

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    1556.56    7814.6   -80.30
                            LG     1928.11    9679.9   -85.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.601/66.900, 2.34441  Z-:/8.271/70.426, 2.81234  Z0:/4.128/86.594, 16.79962

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6066 [FFIELD      115.00] 3PH    1265.29    6352.3   -81.56
                            LG     1140.01    5723.4   -86.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.562/67.432, 2.40617  Z-:/10.237/70.368, 2.80344  Z0:/14.459/76.894, 4.29521

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6074 [LMDIST      115.00] 3PH    1555.14    7807.5   -80.33
                            LG     1921.02    9644.4   -85.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.608/66.917, 2.34641  Z-:/8.278/70.448, 2.81585  Z0:/4.189/86.464, 16.18373

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1568.55    7874.8   -52.81
                            LG      697.02    3499.4   -44.73
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.561/85.375, 12.36073  Z-:/8.331/86.261, 15.30185  Z0:/41.168/73.808, 3.44376

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1304.31    6548.2   -51.58
                            LG     574.57    2884.6   -44.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.320/84.640, 10.65732  Z-:/10.108/85.258, 12.05533  Z0:/50.120/73.914, 3.46779

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1465.19    7355.9   -52.28
                            LG     648.69    3256.7   -44.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.165/85.057, 11.56178  Z-:/8.941/85.832, 13.72305  Z0:/44.258/73.846, 3.45240

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1083.55    5439.9   -82.02
                            LG    1204.18    6045.5   -86.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.365/68.811, 2.57964  Z-:/12.111/71.304, 2.95507  Z0:/9.087/83.349, 8.57640

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1537.90    7720.9   -79.93
                            LG    1484.24    7451.5   -84.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.722/66.855, 2.33938  Z-:/8.433/70.340, 2.79903  Z0:/10.027/76.530, 4.17491

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6174 [PM115-1A    115.00] 3PH    1087.96    5462.1   -83.18
                            LG     903.40    4535.5   -85.69
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.347/70.479, 2.82057  Z-:/12.152/73.032, 3.27734  Z0:/20.130/74.495, 3.60463

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6175 [PM115-2A    115.00] 3PH    1087.96    5462.1   -83.18
                            LG     903.40    4535.5   -85.69
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.347/70.479, 2.82057  Z-:/12.152/73.032, 3.27734  Z0:/20.130/74.495, 3.60463

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6210 [TIN115      115.00] 3PH    1588.48    7974.9   -74.90
                            LG     1560.62    7835.0   -84.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.441/62.192, 1.89606  Z-:/8.249/65.878, 2.23324  Z0:/9.476/84.401, 10.20141

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6211 [PM115-9     115.00] 3PH    1530.08    7681.7   -75.51
                            LG        0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.769/62.824, 1.94783  Z-:/8.581/66.386, 2.28740  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6230 [CBA115      115.00] 3PH    1762.17    8846.9   -72.54
                            LG     1940.03    9739.8   -80.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.579/58.895, 1.65742  Z-:/7.374/62.926, 1.95639  Z0:/5.976/81.232, 6.48389

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA 115     115.00] 3PH     727.74    3653.6   -58.16
                            LG      854.76    4291.3   -58.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.314/87.109, 19.80396  Z-:/18.297/87.153, 20.10492  Z0:/10.166/87.109, 19.80034
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6270 [CAT 115     115.00] 3PH    1551.46    7789.0   -80.15
                            LG     1906.65    9572.2   -85.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.629/66.742, 2.32666  Z-:/8.298/70.254, 2.78591  Z0:/4.287/84.991, 11.40931
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6280 [GIR 115     115.00] 3PH    1003.92    5040.1   -82.68
                            LG     1158.04    5813.9   -87.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.346/69.474, 2.67088  Z-:/13.098/71.792, 3.04010  Z0:/8.485/85.410, 12.45589

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII 11    115.00] 3PH    1522.85    7645.4   -80.47
                            LG     1899.71    9537.4   -86.21
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.793/67.096, 2.36684  Z-:/8.470/70.557, 2.83287  Z0:/4.117/90.000, 9999.999
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6331 [BAI115      115.00] 3PH     677.81    3402.9   -55.14
                            LG       1.08       5.4   123.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.540/88.373, 35.20634  Z-:/19.499/88.467, 37.36795  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6332 [BAM115      115.00] 3PH     492.13    2470.7   -50.13
                            LG       1.09       5.5   126.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.999/86.305, 15.48427  Z-:/26.965/86.354, 15.69300  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    1564.49    7854.4   -74.90
                            LG     1587.24    7968.6   -81.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.565/61.875, 1.87083  Z-:/8.375/65.489, 2.19316  Z0:/8.586/78.497, 4.91400
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6550 [CHAZ115     115.00] 3PH    1138.65    5716.5   -58.65
                            LG     1511.10    7586.4   -59.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.732/86.701, 17.34849  Z-:/11.223/87.677, 24.64914  Z0:/3.571/90.000, 9999.999
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6580 [LBO115      115.00] 3PH    1386.90    6962.8   -77.21
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.658/64.436, 2.09054  Z-:/9.474/67.649, 2.43214  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6123 [MIR115      115.00] 3PH    1366.96    6862.7   -78.56
                            LG     1346.75    6761.2   -83.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.945/67.066, 2.36336  Z-:/9.796/69.723, 2.70666  Z0:/10.667/79.053, 5.17010
```

Cortocircuito Año 2017

```
                            PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          THU, MAY 19 2011  15:06
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017
                         OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6000 [FRONTER     230.00] 3PH    3066.12    7696.6   -47.04
                            LG     3114.34    7817.7   -46.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.572/82.364, 7.45873  Z-:/17.406/82.764, 7.87625  Z0:/16.929/80.366, 5.89126

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    2583.02    6483.9   -70.79
                            LG     2870.94    7206.7   -77.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.351/62.708, 1.93811  Z-:/19.851/67.006, 2.35651  Z0:/15.266/82.236, 7.33443

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    2584.46    6487.6   -71.61
                            LG    2995.03    7518.2   -76.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.673/64.844, 2.12935  Z-:/20.143/68.798, 2.57783  Z0:/12.997/80.248, 5.81856

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2169.76    5446.6   -71.14
                            LG    2287.13    5741.2   -78.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.938/65.444, 2.18858  Z-:/23.469/70.949, 2.89590  Z0:/21.252/82.768, 7.88041

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    3010.64    7557.4   -64.02
                            LG    2514.76    6312.6   -67.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.747/72.695, 3.20963  Z-:/17.551/75.333, 3.82086  Z0:/28.500/78.568, 4.94517

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4001.31   10044.2   -49.11
                            LG    3268.24    8204.0   -47.24
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.220/81.693, 6.84884  Z-:/13.016/82.806, 7.92193  Z0:/22.371/77.000, 4.33152

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3299.32    8282.0   -46.90
                            LG    3618.36    9082.9   -46.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.299/83.070, 8.22729  Z-:/16.086/83.605, 8.92254  Z0:/12.203/82.138, 7.24149

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    3947.89    9910.1   -48.93
                            LG    4286.81   10760.8   -47.98
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.412/82.667, 7.77035  Z-:/13.290/83.381, 8.61752  Z0:/10.378/78.349, 4.84952
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1764.48    4429.2   -77.71
                            LG     2081.00    5223.8   -81.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/30.795/72.992, 3.26921  Z-:/29.646/75.465, 3.85688  Z0:/18.260/87.078, 19.58847

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6103 [COP23O      230.00] 3PH    2186.42    5488.4   -74.07
                            LG     2371.51    5953.0   -79.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.511/67.613, 2.42776  Z-:/23.944/70.915, 2.89031  Z0:/19.646/80.869, 6.22143

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6105 [PAM230      230.00] 3PH    2152.52    5403.3   -71.29
                            LG     2264.34    5684.0   -78.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.130/65.596, 2.20410  Z-:/23.666/71.060, 2.91409  Z0:/21.546/82.774, 7.88717

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    1979.39    4968.7   -75.23
                            LG     2101.74    5275.8   -79.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.103/68.869, 2.58743  Z-:/26.484/71.820, 3.04508  Z0:/23.297/81.170, 6.43744

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6178 [EST230      230.00] 3PH    3661.00    9189.9   -49.98
                            LG     3613.12    9069.7   -49.69
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.401/83.024, 8.17263  Z-:/14.314/83.622, 8.94630  Z0:/15.066/81.592, 6.76563

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    3903.09    9797.6   -50.04
                            LG     3819.11    9586.8   -49.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.510/82.957, 8.09441  Z-:/13.421/83.600, 8.91451  Z0:/14.502/80.317, 5.86042

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    3826.39    9605.1   -55.72
                            LG     2447.35    6143.4   -49.03
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.779/79.444, 5.36642  Z-:/13.671/80.742, 6.13477  Z0:/37.571/67.397, 2.40199

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [LGU 230     230.00] 3PH    2146.00    5386.9   -68.17
                            LG     1797.50    4512.1   -72.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.464/70.634, 2.84499  Z-:/24.236/73.762, 3.43359  Z0:/39.072/78.495, 4.91273

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA 230     230.00] 3PH    2568.26    6446.9   -44.44
                            LG     2478.27    6221.0   -42.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.851/83.120, 8.28836  Z-:/20.784/83.236, 8.43150  Z0:/23.238/78.583, 4.95186

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2460.95    6177.5   -43.56
                            LG     2651.99    6657.1   -39.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.727/83.616, 8.93720  Z-:/21.670/83.738, 9.11311  Z0:/17.405/70.748, 2.86331

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6330 [BAI230      230.00] 3PH    2631.34    6605.2   -46.00
```

```
                              LG    2942.49    7386.3   -46.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.415/83.054, 8.20805  Z-:/20.220/83.428, 8.67952  Z0:/14.140/85.309, 12.18620

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN 230     230.00] 3PH    2124.74    5333.6   -46.81
                              LG    1989.32    4993.6   -41.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.957/81.804, 6.94332  Z-:/24.883/82.038, 7.15009  Z0:/30.757/67.165, 2.37481

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6360 [GLA230      230.00] 3PH    3552.84    8918.4   -43.91
                              LG    3257.34    8176.6   -44.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.917/77.102, 4.36675  Z-:/14.808/77.589, 4.54402  Z0:/19.091/79.198, 5.24097

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6363 [ZAM230      230.00] 3PH    3071.74    7710.7   -37.01
                              LG    2679.49    6726.1   -40.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.341/70.498, 2.82363  Z-:/17.216/70.826, 2.87582  Z0:/25.212/78.334, 4.84343

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6366 [EVA230      230.00] 3PH    2656.62    6668.7   -30.95
                              LG    2282.97    5730.7   -36.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.107/64.593, 2.10537  Z-:/19.972/64.825, 2.12752  Z0:/30.571/77.865, 4.65080

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII 230  230.00] 3PH    3234.27    8118.7   -47.23
                              LG    2542.63    6382.6   -44.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.494/82.329, 7.42405  Z-:/16.324/82.890, 8.01748  Z0:/30.200/76.960, 4.31781
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    2218.34    5568.5   -44.57
                            LG     1756.30    4408.7   -41.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.161/82.399, 7.49317  Z-:/24.074/82.487, 7.58282  Z0:/43.453/76.149, 4.05555

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6430 [ANTON230    230.00] 3PH    1836.00    4608.8   -74.44
                            LG     2257.34    5666.4   -75.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/29.341/76.371, 4.12445  Z-:/29.159/78.387, 4.86602  Z0:/13.103/78.153, 4.76700

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2660.57    6678.6   -49.82
                            LG     2870.36    7205.2   -48.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.459/82.660, 7.76319  Z-:/20.419/82.832, 7.95094  Z0:/16.034/79.222, 5.25319

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6590 [24DIC230    230.00] 3PH    2210.12    5547.9   -73.81
                            LG     2342.90    5881.2   -78.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.215/67.188, 2.37752  Z-:/23.655/70.527, 2.82813  Z0:/20.943/79.753, 5.53154

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6680 [BFRIO230    230.00] 3PH    2905.68    7293.9   -38.48
                            LG     2974.90    7467.6   -40.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.556/74.814, 3.68416  Z-:/18.324/75.161, 3.77439  Z0:/17.542/80.162, 5.76628

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6690 [DOM230      230.00] 3PH    2617.14    6569.6   -50.12
                            LG     3211.44    8061.4   -50.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.818/82.948, 8.08352  Z-:/20.779/83.120, 8.28777  Z0:/9.300/82.390, 7.48489

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6691 [ALTO230     230.00] 3PH    2380.78    5976.3   -43.77
                            LG     3011.49    7559.5   -45.26
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.936/76.691, 4.22723  Z-:/22.889/76.830, 4.27363  Z0:/8.660/85.709, 13.32781

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6695 [PANDO230    230.00] 3PH    1924.77    4831.6   -49.96
                            LG     2489.73    6249.8   -50.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/28.378/83.050, 8.20343  Z-:/28.340/83.169, 8.34816  Z0:/9.104/85.504, 12.71688

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6698 [MLIRIO230   230.00] 3PH    2145.50    5385.7   -50.04
                            LG     2853.92    7164.0   -50.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.455/83.130, 8.30002  Z-:/25.418/83.263, 8.46571  Z0:/6.547/86.600, 16.82935

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    2212.71    5554.4   -61.37
                            LG     1085.54    2724.9   -56.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.881/80.205, 5.79236  Z-:/23.785/81.253, 6.49950  Z0:/98.705/72.422, 3.15669

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6790 [SMA230      230.00] 3PH    2675.22    6715.4   -58.77
                            LG     2211.95    5552.5   -64.21
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.990/67.523, 2.41696  Z-:/19.704/69.757, 2.71159  Z0:/33.093/78.166, 4.77255

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6840 [BUR230      230.00] 3PH    2549.20    6399.1   -46.74
                            LG     3242.51    8139.4   -47.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.165/83.174, 8.35387  Z-:/20.962/83.561, 8.86051  Z0:/7.814/88.030, 29.07381

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3023.30    7589.2   -56.39
                            LG     1979.29    4968.5   -51.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.448/78.995, 5.14229  Z-:/17.339/80.093, 5.72578  Z0:/45.460/69.721, 2.70638

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6870 [TABII230    230.00] 3PH    2731.62    6857.0   -55.63
                            LG     1889.72    4743.6   -53.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.319/79.571, 5.43282  Z-:/19.212/80.449, 5.94335  Z0:/45.346/74.428, 3.58825

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6880 [CHAII230    230.00] 3PH    2290.53    5749.7   -44.49
                            LG     2457.28    6168.3   -44.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.379/83.103, 8.26750  Z-:/23.318/83.222, 8.41427  Z0:/18.680/83.562, 8.86231
```

```
                           PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          THU, MAY 19 2011  15:06
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2017
                        OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6002 [PAN115      115.00] 3PH    2405.09   12074.6   -71.41
```

```
                              LG    2758.98   13851.3   -78.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.622/60.341, 1.75611  Z-:/5.506/64.167, 2.06556  Z0:/3.780/83.766, 9.15437

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2192.75   11008.5   -75.95
                              LG    1819.53    9134.8   -84.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.129/66.608, 2.31180  Z-:/6.027/69.860, 2.72669  Z0:/10.214/83.885, 9.33392

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    1356.63    6810.9   -78.90
                              LG    1081.43    5429.3   -90.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.404/70.016, 2.74982  Z-:/9.062/78.787, 5.04416  Z0:/17.261/88.710, 44.41716

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1502.16    7541.5   -71.32
                              LG     984.62    4943.2   -77.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.018/76.753, 4.24787  Z-:/8.895/78.528, 4.92764  Z0:/23.522/87.753, 25.48693

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2010.22   10092.2   -49.92
                              LG    1655.60    8311.8   -51.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.630/84.517, 10.41742  Z-:/6.269/87.070, 19.53452  Z0:/11.254/86.452, 16.12905

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1170.85    5878.2   -51.03
                              LG    1275.73    6404.7   -51.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.422/86.845, 18.14186  Z-:/10.937/87.901, 27.28784  Z0:/9.094/88.826, 48.80104
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2380.47   11951.0   -71.66
                            LG    2724.34   13677.4   -78.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.677/60.508, 1.76810  Z-:/5.562/64.270, 2.07510  Z0:/3.826/82.644, 7.74571

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6019 [CVI115A     115.00] 3PH    1839.68    9236.0   -76.21
                            LG    1624.61    8156.3   -84.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.259/65.053, 2.14971  Z-:/7.170/67.834, 2.45455  Z0:/10.453/81.842, 6.97595

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1241.00    6230.4   -80.45
                            LG     895.34    4495.0   -85.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.751/67.927, 2.46605  Z-:/10.640/69.820, 2.72079  Z0:/23.398/75.767, 3.94240

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6027 [LOC115A     115.00] 3PH    2186.22   10975.8   -72.06
                            LG    2426.45   12181.8   -79.69
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.127/59.624, 1.70610  Z-:/6.024/63.062, 1.96785  Z0:/4.652/82.873, 7.99779

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6032 [MAR115A     115.00] 3PH    1800.69    9040.3   -74.29
                            LG    1830.79    9191.3   -81.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.419/61.489, 1.84095  Z-:/7.331/64.338, 2.08136  Z0:/7.369/80.205, 5.79246

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6036 [SMA115      115.00] 3PH    2163.90   10863.7   -72.58
                            LG     2299.19   11542.9   -79.76
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.242/61.310, 1.82728  Z-:/6.133/64.764, 2.12162  Z0:/5.440/81.013, 6.32289

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6040 [SFR115      115.00] 3PH    1992.67   10004.1   -73.41
                            LG     1963.84    9859.3   -81.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.695/60.595, 1.77439  Z-:/6.602/63.709, 2.02416  Z0:/7.355/81.427, 6.63369

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6047 [CLA115      115.00] 3PH     838.34    4208.8   -83.04
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.835/69.951, 2.74015  Z-:/15.742/71.238, 2.94391  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6055 [MOS115B     115.00] 3PH    1962.63    9853.3   -74.31
                            LG     1724.05    8655.5   -82.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.871/62.703, 1.93767  Z-:/6.775/65.853, 2.23063  Z0:/10.057/80.549, 6.00706

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6057 [TOC115      115.00] 3PH    1689.94    8484.2   -78.33
                            LG     1278.70    6419.6   -85.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.930/68.564, 2.54696  Z-:/7.844/71.085, 2.91818  Z0:/15.846/81.840, 6.97387

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    1928.20    9680.4   -80.85
                            LG     2257.24   11332.3   -85.83
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.949/69.516, 2.67685  Z-:/6.726/72.312, 3.13569  Z0:/4.251/86.175, 14.95718

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    1930.88    9693.9   -80.90
                            LG     2276.01   11426.6   -85.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.940/69.587, 2.68703  Z-:/6.717/72.380, 3.14864  Z0:/4.127/86.587, 16.76748

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6066 [FFIELD      115.00] 3PH    1505.21    7556.8   -81.84
                            LG     1252.70    6289.1   -85.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.842/69.692, 2.70219  Z-:/8.620/71.928, 3.06449  Z0:/14.458/76.891, 4.29426

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6074 [LMDIST      115.00] 3PH    1927.90    9678.9   -80.93
                            LG     2265.36   11373.1   -85.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.950/69.606, 2.68977  Z-:/6.727/72.404, 3.15314  Z0:/4.188/86.458, 16.15382

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1578.26    7923.5   -46.45
                            LG      697.59    3502.2   -38.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.481/85.292, 12.14345  Z-:/8.265/86.260, 15.29582  Z0:/41.074/73.838, 3.45065

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1309.67    6575.1   -45.22
                            LG      574.71    2885.3   -37.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.248/84.564, 10.50930  Z-:/10.049/85.244, 12.01998  Z0:/50.026/73.940, 3.47356

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1473.03    7395.2   -45.92
                            LG     649.06    3258.6   -38.14
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.087/84.976, 11.37523  Z-:/8.878/85.825, 13.69800  Z0:/44.164/73.875, 3.45885

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1231.31    6181.7   -82.17
                            LG     1316.35    6608.7   -86.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.905/70.756, 2.86449  Z-:/10.745/72.592, 3.18942  Z0:/9.087/83.348, 8.57464

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1880.55    9441.2   -80.53
                            LG     1672.68    8397.6   -84.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.138/69.409, 2.66170  Z-:/6.954/72.141, 3.10368  Z0:/10.016/76.522, 4.17230

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6174 [PM115-1A    115.00] 3PH    1223.88    6144.4   -83.64
                            LG     961.59    4827.6   -85.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.006/72.508, 3.17318  Z-:/10.899/74.401, 3.58193  Z0:/20.124/74.490, 3.60340

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6175 [PM115-2A    115.00] 3PH    1223.88    6144.4   -83.64
                            LG     961.59    4827.6   -85.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.006/72.508, 3.17318  Z-:/10.899/74.401, 3.58193  Z0:/20.124/74.490, 3.60340

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6210 [TIN115      115.00] 3PH    1851.85    9297.1   -75.09
                            LG     1712.27    8596.3   -84.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.271/63.413, 1.99808  Z-:/7.181/66.389, 2.28770  Z0:/9.475/84.400, 10.19822

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6211 [PM115-9     115.00] 3PH    1772.90    8900.7   -75.75
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.600/64.096, 2.05907  Z-:/7.513/66.952, 2.35043  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6230 [CBA115      115.00] 3PH    2112.15   10603.9   -72.51
                            LG     2194.58   11017.8   -80.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.330/59.854, 1.72192  Z-:/6.231/63.168, 1.97694  Z0:/5.959/81.177, 6.44250

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA 115     115.00] 3PH     776.08    3896.3   -47.75
                            LG      911.21    4574.7   -47.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.123/87.510, 22.99989  Z-:/17.112/87.538, 23.25924  Z0:/9.517/88.175, 31.37888

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6270 [CAT 115     115.00] 3PH    1922.75    9653.0   -80.70
                            LG     2246.30   11277.4   -85.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.969/69.380, 2.65760  Z-:/6.745/72.159, 3.10700  Z0:/4.286/84.984, 11.39270

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6280 [GIR 115     115.00] 3PH    1129.29    5669.5   -82.75
                            LG     1261.20    6331.8   -87.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.890/71.339, 2.96097  Z-:/11.733/73.028, 3.27664  Z0:/8.485/85.409, 12.45306
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII 11    115.00] 3PH    1875.30    9414.8   -81.06
                            LG     2231.57   11203.5   -86.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.146/69.745, 2.70993  Z-:/6.930/72.470, 3.16576  Z0:/4.117/90.000, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6331 [BAI115      115.00] 3PH     683.79    3432.9   -47.37
                            LG       1.08       5.4   131.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.390/88.438, 36.66427  Z-:/19.355/88.522, 38.76166  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6332 [BAM115      115.00] 3PH     494.75    2483.8   -42.32
                            LG       1.09       5.5   134.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.878/86.323, 15.55902  Z-:/26.849/86.367, 15.74825  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    1822.83    9151.4   -75.09
                            LG     1747.33    8772.4   -81.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.373/63.064, 1.96808  Z-:/7.284/65.968, 2.24270  Z0:/8.583/78.486, 4.90902

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6550 [CHAZ115     115.00] 3PH    1160.52    5826.3   -50.94
                            LG     1535.55    7709.1   -51.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.524/86.758, 17.65191  Z-:/11.038/87.800, 26.03446  Z0:/3.571/90.000, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6580 [LBO115      115.00] 3PH    1677.30    8420.8   -77.20
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.957/65.985, 2.24445  Z-:/7.875/68.527, 2.54211  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6123 [MIR115      115.00] 3PH    1520.84    7635.3   -78.65
                            LG    1439.48    7226.8   -83.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.976/68.258, 2.50757  Z-:/8.907/70.300, 2.79282  Z0:/10.666/79.050, 5.16860
```

Cortocircuito Año 2020

```
                          PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          MON, MAY 23 2011   9:21
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
                       OUTPUT FOR AREA 11 [COLOMBIA    ]
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6000 [FRONTER     230.00] 3PH    3014.15    7566.2   -50.09
                            LG     3073.33    7714.7   -49.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.792/82.247, 7.34504  Z-:/17.635/82.658, 7.76054  Z0:/16.929/80.366, 5.89126

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6001 [PAN230      230.00] 3PH    3556.14    8926.7   -75.88
                            LG     3572.74    8968.4   -82.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.741/66.581, 2.30881  Z-:/14.583/69.606, 2.68984  Z0:/15.006/82.240, 7.33843

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    3607.83    9056.4   -76.54
                            LG     3820.01    9589.1   -80.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.809/68.496, 2.53813  Z-:/14.619/71.163, 2.93125  Z0:/12.684/80.149, 5.75852

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2674.09    6712.5   -76.08
                            LG     2609.13    6549.5   -82.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.335/68.714, 2.56672  Z-:/19.226/73.249, 3.32234  Z0:/21.206/82.726, 7.83481

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    3407.45    8553.4   -68.40
                            LG     2682.82    6734.5   -70.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.679/74.783, 3.67628  Z-:/15.597/76.615, 4.20235  Z0:/28.488/78.561, 4.94187

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4241.92   10648.1   -51.66
                            LG     3367.22    8452.5   -49.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.449/82.126, 7.23041  Z-:/12.287/83.144, 8.31710  Z0:/22.371/77.000, 4.33152

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3237.64    8127.2   -49.83
                            LG     3563.72    8945.7   -49.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.537/82.908, 8.03752  Z-:/16.333/83.461, 8.72444  Z0:/12.203/82.138, 7.24149

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    4380.51   10996.0   -51.40
                            LG     4613.44   11580.7   -50.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.087/83.523, 8.80813  Z-:/11.998/84.109, 9.69208  Z0:/10.378/78.349, 4.84952

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    2070.49    5197.4   -81.27
                            LG     2338.45    5870.0   -84.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.248/75.613, 3.89850  Z-:/25.464/77.121, 4.37374  Z0:/18.248/87.061, 19.47764

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6103 [COP23O      230.00] 3PH    2837.17    7121.9   -78.79
                            LG     2828.67    7100.6   -82.77
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.888/71.113, 2.92299  Z-:/18.650/73.193, 3.31067  Z0:/19.449/80.791, 6.16834

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6105 [PAM230      230.00] 3PH    2647.38    6645.5   -76.24
                            LG     2579.13    6474.2   -82.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.531/68.870, 2.58755  Z-:/19.425/73.360, 3.34584  Z0:/21.501/82.733, 7.84220

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2474.72    6212.1   -79.67
                            LG     2436.19    6115.4   -83.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.671/72.094, 3.09502  Z-:/21.377/73.895, 3.46343  Z0:/23.149/81.112, 6.39476

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6178 [EST230      230.00] 3PH    3887.49    9758.4   -52.45
                            LG     3753.34    9421.7   -51.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.544/83.637, 8.96720  Z-:/13.481/84.085, 9.65203  Z0:/15.066/81.592, 6.76564

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4163.92   10452.4   -52.56
                            LG     3977.79    9985.1   -51.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.646/83.617, 8.93911  Z-:/12.582/84.101, 9.67793  Z0:/14.502/80.317, 5.86042

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    4086.40   10257.7   -59.02
                            LG     2513.34    6309.0   -51.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.883/80.521, 5.98909  Z-:/12.815/81.431, 6.63641  Z0:/37.571/67.397, 2.40200

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [LGU 230     230.00] 3PH    2440.29    6125.7   -72.58
                            LG     1919.02    4817.2   -75.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.455/72.879, 3.24629  Z-:/21.405/75.125, 3.76486  Z0:/39.059/78.484, 4.90805

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA 230     230.00] 3PH    2578.86    6473.5   -47.05
                            LG     2483.41    6233.9   -45.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.741/83.064, 8.21975  Z-:/20.682/83.150, 8.32482  Z0:/23.238/78.583, 4.95186

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2489.06    6248.1   -46.00
                            LG     2672.69    6709.0   -42.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.469/83.616, 8.93758  Z-:/21.422/83.707, 9.06793  Z0:/17.405/70.748, 2.86331

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6330 [BAI230      230.00] 3PH    2594.31    6512.3   -48.97
                            LG     2908.38    7300.7   -49.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.629/82.948, 8.08308  Z-:/20.443/83.337, 8.56035  Z0:/14.140/85.309, 12.18620

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN 230     230.00] 3PH    2173.64    5456.3   -49.10
                            LG     2016.33    5061.4   -43.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.367/81.928, 7.05136  Z-:/24.311/82.098, 7.20469  Z0:/30.757/67.165, 2.37481

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6360 [GLA230      230.00] 3PH    3757.58    9432.4   -45.70
                            LG    3365.27    8447.6   -46.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.081/77.060, 4.35228  Z-:/14.002/77.419, 4.48085  Z0:/19.091/79.198, 5.24098

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6363 [ZAM230      230.00] 3PH    3212.20    8063.3   -38.30
                            LG    2746.95    6895.4   -42.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.559/69.942, 2.73878  Z-:/16.468/70.176, 2.77395  Z0:/25.212/78.334, 4.84343

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6366 [EVA230      230.00] 3PH    2754.99    6915.6   -32.05
                            LG    2329.63    5847.9   -38.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.362/63.838, 2.03568  Z-:/19.265/63.999, 2.05025  Z0:/30.571/77.865, 4.65080

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII 230  230.00] 3PH    3271.95    8213.3   -49.91
                            LG    2553.69    6410.3   -47.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.257/82.403, 7.49763  Z-:/16.109/82.929, 8.06214  Z0:/30.200/76.960, 4.31781

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    2223.66    5581.9   -47.33
                            LG    1757.12    4410.8   -44.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.068/82.356, 7.45126  Z-:/23.989/82.424, 7.51906  Z0:/43.453/76.149, 4.05555

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6430 [ANTON230    230.00] 3PH    2068.60    5192.6   -78.83
                            LG    2482.11    6230.6   -79.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.064/78.970, 5.13040  Z-:/26.018/80.167, 5.76979  Z0:/13.089/78.094, 4.74274
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2583.83    6486.0   -53.05
                            LG     2805.31    7041.9   -52.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.940/82.526, 7.62290  Z-:/20.907/82.675, 7.77976  Z0:/16.034/79.222, 5.25319

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6590 [24DIC230    230.00] 3PH    2879.98    7229.4   -78.53
                            LG     2791.01    7006.1   -82.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.576/70.648, 2.84734  Z-:/18.344/72.758, 3.22220  Z0:/20.720/79.678, 5.49056

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6680 [BFRIO230    230.00] 3PH    2856.24    7169.8   -41.54
                            LG     2935.71    7369.3   -43.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.795/74.795, 3.67930  Z-:/18.570/75.166, 3.77572  Z0:/17.542/80.162, 5.76628

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6690 [DOM230      230.00] 3PH    2533.82    6360.4   -53.33
                            LG     3123.48    7840.6   -53.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.369/82.798, 7.91385  Z-:/21.336/82.945, 8.08004  Z0:/9.300/82.390, 7.48489

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6691 [ALTO230     230.00] 3PH    2312.43    5804.7   -47.21
                            LG     2935.32    7368.3   -48.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.481/76.737, 4.24245  Z-:/23.442/76.857, 4.28254  Z0:/8.660/85.709, 13.32782

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6695 [PANDO230    230.00] 3PH    1875.57    4708.1   -53.20
                            LG     2431.97    6104.8   -53.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/28.901/82.951, 8.08658  Z-:/28.869/83.053, 8.20715  Z0:/9.104/85.504, 12.71688

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6698 [MLIRIO230   230.00] 3PH    2053.92    5155.8   -53.25
                            LG     2742.85    6885.2   -53.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.383/82.900, 8.02797  Z-:/26.351/83.014, 8.16082  Z0:/6.547/86.600, 16.82935

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    2320.30    5824.5   -64.62
                            LG     1101.67    2765.4   -58.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.751/81.206, 6.46375  Z-:/22.701/81.895, 7.02186  Z0:/98.697/72.421, 3.15644

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6790 [SMA230      230.00] 3PH    2988.74    7502.4   -62.11
                            LG     2341.51    5877.7   -67.12
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.892/68.571, 2.54785  Z-:/17.745/70.107, 2.76359  Z0:/33.081/78.159, 4.76984

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6840 [BUR230      230.00] 3PH    2471.12    6203.1   -49.68
                            LG     3155.15    7920.1   -50.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.716/82.943, 8.07843  Z-:/21.518/83.347, 8.57310  Z0:/7.814/88.030, 29.07382

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3191.37    8011.0   -59.53
```

```
                              LG    2024.02    5080.7   -53.78
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.507/79.899, 5.61334  Z-:/16.439/80.650, 6.07336  Z0:/45.460/69.721, 2.70638

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6870 [TABII230    230.00] 3PH    2854.46    7165.3   -58.55
                              LG    1926.02    4834.7   -55.46
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.462/80.268, 5.83053  Z-:/18.393/80.870, 6.22231  Z0:/45.346/74.428, 3.58826

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6880 [CHAII230    230.00] 3PH    2308.45    5794.7   -47.02
                              LG    2469.93    6200.1   -47.19
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.174/83.095, 8.25757  Z-:/23.124/83.183, 8.36475  Z0:/18.680/83.562, 8.86231

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6920 [STR230      230.00] 3PH    3997.04   10033.4   -86.61
                              LG    4690.50   11774.2   -88.23
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.580/82.622, 7.72259  Z-:/13.496/83.498, 8.77477  Z0:/7.667/88.420, 36.24949

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                              PSS®E ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS          MON, MAY 23 2011   9:29
 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 INTERCONEXIÓN COL-PAN - DEMANDA MÁXIMA - ÉPOCA HÚMEDA 2020
                         OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL      ]
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6002 [PAN115      115.00] 3PH    3291.33   16523.9   -76.32
                              LG    3448.31   17312.0   -83.12
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.134/64.320, 2.07973  Z-:/4.103/66.813, 2.33467  Z0:/3.727/83.499, 8.77537

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2781.40   13963.9   -80.98
                            LG     1990.95    9995.4   -88.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.897/70.169, 2.77292  Z-:/4.871/72.117, 3.09919  Z0:/10.895/84.436, 10.26581

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6006 [CHO115      115.00] 3PH    1522.79    7645.1   -83.52
                            LG     1133.94    5692.9   -93.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.302/72.439, 3.15981  Z-:/8.122/80.969, 6.29202  Z0:/17.254/88.705, 44.24197

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1589.09    7977.9   -74.89
                            LG     1006.18    5051.5   -81.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.502/77.224, 4.40990  Z-:/8.406/78.617, 4.96706  Z0:/23.520/87.752, 25.47909

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2048.35   10283.6   -52.35
                            LG     1668.38    8376.0   -54.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.489/84.393, 10.18533  Z-:/6.162/87.264, 20.92655  Z0:/11.254/86.452, 16.12906

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1161.98    5833.7   -54.01
                            LG     1267.20    6361.9   -55.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.468/86.612, 16.89227  Z-:/10.990/87.833, 26.42998  Z0:/9.094/88.826, 48.80104

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    3249.86   16315.7   -76.58
                            LG     3399.57   17067.3   -82.96
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.183/64.529, 2.09926  Z-:/4.153/66.957, 2.35098  Z0:/3.772/82.396, 7.49057

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6019 [CVI115A     115.00] 3PH    2255.76   11324.9   -80.97
                            LG     1803.84    9056.1   -87.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.973/68.284, 2.51080  Z-:/5.954/69.884, 2.73027  Z0:/10.628/82.174, 7.27541

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1889.01    9483.6   -82.34
                            LG     1083.19    5438.1   -85.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.150/70.972, 2.89962  Z-:/7.118/72.159, 3.10694  Z0:/23.164/75.563, 3.88421

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6027 [LOC115A     115.00] 3PH    2880.87   14463.2   -76.85
                            LG     2928.99   14704.8   -84.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.664/63.170, 1.97708  Z-:/4.640/65.306, 2.17478  Z0:/4.620/82.708, 7.81521

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6032 [MAR115A     115.00] 3PH    2245.79   11274.9   -78.84
                            LG     2102.50   10555.5   -85.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.959/64.761, 2.12134  Z-:/5.942/66.425, 2.29164  Z0:/7.342/80.093, 5.72575

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6036 [SMA115      115.00] 3PH    2852.90   14322.8   -77.36
                            LG     2757.86   13845.7   -83.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.762/65.142, 2.15847  Z-:/4.735/67.305, 2.39113  Z0:/5.394/80.807, 6.17904

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6040 [SFR115      115.00] 3PH    2539.79   12750.9   -78.20
                            LG     2268.88   11390.8   -85.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.267/63.969, 2.04753  Z-:/5.247/65.833, 2.22851  Z0:/7.353/81.408, 6.61876

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6047 [CLA115      115.00] 3PH    1705.58    8562.8   -82.88
                            LG      805.52    4044.1   -87.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.920/71.351, 2.96298  Z-:/7.895/72.470, 3.16586  Z0:/34.552/77.730, 4.59784

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6055 [MOS115B     115.00] 3PH    2507.61   12589.3   -79.17
                            LG     1966.70    9873.7   -86.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.407/66.584, 2.30909  Z-:/5.387/68.488, 2.53712  Z0:/10.022/80.450, 5.94390

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6057 [TOC115      115.00] 3PH    2021.24   10147.5   -82.87
                            LG     1378.19    6919.1   -89.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.718/71.600, 3.00607  Z-:/6.698/73.016, 3.27415  Z0:/16.254/82.333, 7.42841

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    2987.48   14998.5   -84.87
                            LG     3275.84   16446.1   -87.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.527/76.722, 4.23755  Z-:/4.432/78.132, 4.75855  Z0:/3.450/84.949, 11.31350

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    2980.66   14964.2   -84.87
                            LG    3285.54   16494.8   -87.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.538/76.715, 4.23509  Z-:/4.442/78.125, 4.75569  Z0:/3.396/85.295, 12.15118

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6066 [FFIELD      115.00] 3PH    2076.13   10423.1   -84.21
                            LG    1517.73    7619.7   -84.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.454/75.097, 3.75742  Z-:/6.353/76.108, 4.04319  Z0:/13.680/76.044, 4.02395

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6074 [LMDIST      115.00] 3PH    2979.44   14958.1   -84.95
                            LG    3276.82   16451.1   -87.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.540/76.795, 4.26186  Z-:/4.443/78.209, 4.79043  Z0:/3.424/85.214, 11.94360

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1590.40    7984.5   -48.89
                            LG     698.16    3505.0   -40.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.403/85.197, 11.90103  Z-:/8.204/86.296, 15.44835  Z0:/41.074/73.838, 3.45065

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1316.82    6611.0   -47.68
                            LG     574.91    2886.3   -40.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.178/84.480, 10.34795  Z-:/9.994/85.259, 12.05855  Z0:/50.026/73.940, 3.47356

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1483.03    7445.5   -48.37
                            LG     649.47    3260.6   -40.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.013/84.884, 11.16931  Z-:/8.819/85.852, 13.78757  Z0:/44.164/73.875, 3.45885
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1532.38    7693.2   -84.30
                            LG     1529.68    7679.6   -87.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.833/74.857, 3.69506  Z-:/8.766/75.660, 3.91163  Z0:/9.002/83.094, 8.25620

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    3213.83   16134.9   -85.63
                            LG     3373.05   16934.2   -88.20
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.224/78.322, 4.83824  Z-:/4.161/79.592, 5.44402  Z0:/3.704/85.310, 12.18970

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6174 [PM115-1A    115.00] 3PH    1537.27    7717.8   -86.98
                            LG     1150.47    5775.9   -85.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.846/77.584, 4.54236  Z-:/8.813/78.404, 4.87313  Z0:/17.816/74.879, 3.70078

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6175 [PM115-2A    115.00] 3PH    1537.27    7717.8   -86.98
                            LG     1150.47    5775.9   -85.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.846/77.584, 4.54236  Z-:/8.813/78.404, 4.87313  Z0:/17.816/74.879, 3.70078

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6210 [TIN115      115.00] 3PH    2327.30   11684.0   -79.87
                            LG     1946.11    9770.3   -88.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.817/67.219, 2.38108  Z-:/5.799/68.985, 2.60307  Z0:/9.465/84.358, 10.12246

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6211 [PM115-9     115.00] 3PH    2203.17   11060.9   -80.48
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.150/67.857, 2.45745  Z-:/6.133/69.532, 2.67918  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6230 [CBA115      115.00] 3PH    2747.77   13795.0   -77.29
                            LG    2592.82   13017.1   -84.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.880/63.321, 1.99009  Z-:/4.858/65.351, 2.17923  Z0:/5.935/81.070, 6.36406

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA 115     115.00] 3PH     745.87    3744.6   -51.02
                            LG     883.14    4433.7   -51.21
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.811/87.343, 21.55044  Z-:/17.801/87.365, 21.72929  Z0:/9.517/88.175, 31.37888

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6270 [CAT 115     115.00] 3PH    2969.79   14909.6   -84.57
                            LG    3230.72   16219.6   -86.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.555/76.419, 4.13963  Z-:/4.458/77.817, 4.63164  Z0:/3.562/83.013, 8.15919

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6280 [GIR 115     115.00] 3PH    1377.82    6917.3   -84.59
                            LG    1454.20    7300.7   -87.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.823/75.150, 3.77148  Z-:/9.757/75.873, 3.97330  Z0:/8.426/85.210, 11.93391

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII 11    115.00] 3PH    2894.35   14530.9   -85.03
```

```
                              LG    3050.26   15313.6   -89.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.675/76.979, 4.32418  Z-:/4.583/78.318, 4.83667  Z0:/4.117/90.000, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6331 [BAI115      115.00] 3PH     680.44    3416.1   -50.40
                              LG      1.08       5.4   128.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.429/88.405, 35.90153  Z-:/19.397/88.492, 37.99580  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6332 [BAM115      115.00] 3PH     493.08    2475.5   -45.35
                              LG      1.09       5.4   130.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.911/86.309, 15.50035  Z-:/26.883/86.355, 15.69789  Z0:/36727.398/-89.996, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    2282.24   11457.8   -79.80
                              LG    1997.70   10029.3   -85.20
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.912/66.686, 2.32038  Z-:/5.894/68.391, 2.52449  Z0:/8.545/78.371, 4.85923

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6550 [CHAZ115     115.00] 3PH    1151.77    5782.4   -53.93
                              LG    1524.30    7652.6   -54.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.570/86.527, 16.47787  Z-:/11.092/87.733, 25.26470  Z0:/3.571/90.000, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6580 [LBO115      115.00] 3PH    2016.60   10124.2   -81.80
                              LG      0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.676/69.024, 2.60841  Z-:/6.660/70.456, 2.81698  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6910 [GON115      115.00] 3PH    2110.03   10593.3   -82.18
                            LG     1292.23    6487.6   -88.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.431/71.010, 2.90581  Z-:/6.408/72.455, 3.16300  Z0:/18.751/80.322, 5.86382

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6123 [MIR115      115.00] 3PH    1771.73    8894.8   -82.43
                            LG     1579.14    7928.0   -85.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.741/71.168, 2.93214  Z-:/7.727/72.271, 3.12788  Z0:/10.639/78.979, 5.13448
```

ANEXO III-9

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

Plan de Reposición Corto Plazo

A continuación presentamos una tabla que resume los proyectos contemplados dentro del Plan de Reposición de Corto Plazo:

PROYECTO: **REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES ETAPA II**

SUBPROYECTO: **CAMBIO DE LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA PRIMARIA DE LAS LINEAS CON LONGITUD IGUAL O MENOR A 60 KM.**

ANTECEDENTES:

Las Líneas de Transmisión de la Red de ETESA, en su gran mayoría, se encuentran actualmente protegida por dos (2) esquemas de protección de distancia, un esquema primario y un esquema redundante o secundario. Este esquema de protección viene desde la década del 70, cuando inicia el sistema interconectado a nivel nacional con la instalación de grandes plantas de generación ubicadas lejos del centro de carga. En aquella época y hasta unos pocos años atrás, los esquemas de distancia eran la selección más frecuente por su velocidad de operación, su característica direccional y por el buen desempeño de los equipos, sólo estaba restringido, para el uso en líneas cortas.

Con el avance en la tecnología y el desarrollo de la fibra óptica, el uso de protección diferencial de línea fue tomando vigencia. Esta es una protección unitaria que utiliza el principio de comparación direccional y viene a complementar la protección de distancia.

A raíz del evento **325**, ocurrido el día **27 de noviembre de 2005** en el que explotó el Transformador de Voltaje que alimentaba la Fase C de las protecciones de distancia asociadas al extremo de la Línea 230-4B en subestación Llano Sánchez, y a consecuencia de esto, se bloquearon las protecciones de distancia por la característica de supervisión de falla fusible, resultando en la no operación de las protecciones, lo que ocasionó la partición del SIN y un consecuente apagón nacional. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, en la resolución **AN No. 036-Elec.**, del **1 de junio de 2006**, ordenó a ETESA preparar y presentar un estudio de viabilidad económica de las inversiones necesarias para mejorar el sistema de protección en la cual se revise el sistema redundante con distintas configuraciones operativas.

El grupo de protección, velando por la seguridad y confiabilidad de los equipos bajo su responsabilidad, propone *"realizar mejoras en los esquemas de protección de distancia primaria de las líneas de transmisión de la red de ETESA, utilizando para tal fin protección diferencial de línea, con canal de comunicación por fibra óptica, en reemplazo de los esquemas de protecciones de distancia primaria de las líneas con longitudes menores de 60 km."*.

OBJETIVO GENERAL:

Aumentar la confiabilidad de los esquemas de protección de la red de transmisión de ETESA para cumplir con la resolución AN No. 036-Elec., emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de la República de Panamá.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Mejorar los índices de desempeño de los esquemas de protección, asociados a las líneas de transmisión de 115 y 230 kV.
- Contar con equipos de tecnología de punta para aprovechar los recursos disponibles con el fin de mejorar la operación del sistema.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA:

El problema se debe enfocar desde dos (2) puntos de vista principales:

1. Los relevadores existentes (Relevadores de distancia Optimhos y REL531) deben ser cambiados por las siguientes condiciones operativas:
    - **Tecnología Obsoleta:** Los relevadores Optimhos son de tecnología híbrida, el cual combina circuitos digitales con estado sólido. Estos equipos se han quedado atrás debido a los avances tecnológicos. El principal cambio es la incorporación de los microprocesadores en la construcción de los nuevos relevadores. Una de las principales ventajas de esta nueva tecnología es la disminución en los costos de mantenimiento y la obtención de mayor información para el análisis de eventos, lo que permite una repuesta más rápida por parte del grupo de protección. En cuanto a los relevadores REL531, éstos ya tienen más de 10 años de estar en servicio y son considerados actualmente relés obsoletos por el propio fabricante.
    - **Disminución de la Confiabilidad del Equipo:** Todo esquema de Protección debe obedecer a los criterios de confiabilidad. Esto permite que el equipo tenga un buen desempeño de operación cuando es requerido. Los relevadores de distancia Optimho han presentado problemas de mala operación para fallas, con corrientes altas de tierra, localizadas en la dirección reversa. Esta falla se presenta debido a las limitaciones de diseño del relevador en cuanto a su característica de polarización.

2. El uso de dos (2) principios de medición diferentes para las protecciones de las líneas de transmisión. Esta alternativa, permitirá mejorar la sensibilidad y velocidad de disparos en ambos extremos de la línea, ya que el relé diferencial de corriente es inmune a bloqueo por perdida de señales de voltaje, a fallas de alta impedancia, a problemas de fuente débil, y a problemas relacionados con sobre o bajo alcance debido al acoplamiento mutuo en circuitos paralelos. Podemos disminuir las consecuencias de la no operación de las protecciones, como las ocurridas en el evento **325** del **27 de noviembre de 2005**, que ocasionó un apagón nacional. Lo que provocó problemas de inestabilidad en el sistema por despejes de fallas con tiempos superiores a los de zona 2.

    Instalación de Fibra Óptica: El cambio de filosofía de protección requiere que ETESA, realice inversiones en facilidades de enlace de fibra óptica para comunicación entre los relevadores diferenciales de ambos extremos de línea de transmisión a ser protegida, esto contempla el suministro, instalación, y puesta en servicio de cable OPGW por un total de 131.8 kilómetros.

El proyecto se ejecutará en dos (2) etapas, con una duración de seis (6) años (2007,2008, 2009, 2010 2011 y 2012).

El enlace uno (Etapa 1), integrará las subestaciones CHI, CEPSA y PDS para un total de 17.9 Km. de OPGW, el mismo estará incluido dentro del Plan de Reposición de Corto Plazo.

El enlace dos (Etapa 2), integrará las subestaciones MDN, CAL, FOR, PROG y CHO con una longitud total de 94.9 Km.
El enlace tres (Etapa 2), integrará las subestaciones PMA II, COP y PAC con una longitud total de 19.0 Km. de Cable OPGW.

JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA – ETAPA 2:

1. **Fin del Periodo de Vida Útil:** En el año propuesto para el reemplazo, los equipos contaran con más de 10 años de estar en servicio, estarán próximos de completar su periodo de vida útil sin tener garantía de fabrica contra cualquier daño que le ocurra. Por lo tanto es necesario que sean reemplazados.

2. **No instalación de Equipos:** De no reemplazar los relevadores de Distancia OPTIMHO, y no mejorar la confiabilidad de los esquemas de protección de las líneas menores de 60 Km., con facilidades de fibra óptica, la empresa se correría el riesgo de tener que pagar penalizaciones económicas por una mala operación de estos equipos, además de pagos de energía desplazada u obligada. Como en los casos de los eventos 57 (11.nov.04), y 325 (27.nov.05), respectivamente. En ambos eventos, tuvimos apagones parcial y total del sistema interconectado.

3. **Costo total de la Inversión Largo plazo. B/.2,067,958.45**

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO:

MONTO DE INVERSION - ENLACE 2 (RELEVADORES)

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
	Costos Base				
1	Relevadores Diferenciales de Lineas	13	130,000.00	67,000.00	197,000.00
2	Tarjetas de Comunicación Optica	5	25,000.00	1,500.00	26,500.00
3	Materiales Eléctricos:	Varios	11,764.00		11,764.00
	Cable de Control (10500 pies)				
	Conectores (4400)				
	Etiquetas				
	Borneras				
		Subtotal Base	**166,764.00**	**68,500.00**	**235,264.00**
	Contingencias (5%)				**11,763.20**
	Costos Indirectos				
	Diseño (3%)				7,057.92
	Ingeniería (4%)				9,410.56
	Inspección (3%)				7,057.92
	Administración (4%)				9,410.56
		Subtotal Indirectos			**32,936.96**
	Total (B/.)				**279,964.16**

MONTOS DE INVERSION-ENLACE 3 (RELEVADORES)

Nº	Item	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
	Costos Base				
1	Relevadores Diferenciales de Línea	7	83,000.00	5,510.00	88,510.00
2	Equipos de comunicación	2	62,000.00	2,800.00	64,800.00
3	Materiales Eléctricos	Varios	6,300.00		6,300.00
	Cable de control				
	Borneras de conexión				
	Terminales para cables				
	Etiquetas para cables				
	Subtotal Base				**159,610.00**
	Costos Indirectos				
	Diseño				4,788.30
	Ingeniería				6,384.40
	Inspección				4,788.30
	Administración				6,384.40
	Contingencias				0.00
	Subtotal Costos Indirectos				**22,345.40**
	Total				**181,955.40**

MONTOS DE INVERSIÓN- ENLACE 2 (OPGW)

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
	Costos Base				
1	Cable OPGW de 24 fibras con accesorios	110.5 Kms	650,372.00	243,100.00	893,472.00
2	Cable ADSS de 24 fibras con accesorios	3.2 Kms	91,714.92	22,180.58	113,895.50
		Subtotal Base	**742,086.92**	**265,280.58**	**1,007,367.50**
	Contingencias (5%)				**50,368.38**
	Costos Indirectos				
	Diseño (3%)				30,221.03
	Ingeniería (4%)				40,294.70
	Inspección (3%)				30,221.03
	Administración (4%)				40,294.70
		Subtotal Indirectos			**141,031.45**
	Total (B/.)				**1,198,767.33**

MONTOS DE INVERSION-ENLACE 3 (OPGW)

Nº	Item	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
	Costos Base				
1	Cable OPGW de 24 fibras con accesorios	21.3 Km	131,700.00	170,000.00	301,700.00
2	Cable ADSS de 24 fibras con accesorios	1 km	29,235.00	11,310.00	40,545.00
	Subtotal Base				**342,245.00**
	Costos Indirectos				
	Diseño				10,267.35
	Ingeniería				13,689.80
	Inspección				10,267.35
	Administración				13,689.80
	Contingencias				17,112.25
	Subtotal Costos Indirectos				**65,026.55**
	Total				**407,271.55**

Flujo de Desembolso:

Etapas	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Suministro		794,990.92	113,860.00			312,235.00	1,221,085.92
Diseño	30,221.03	2,000.00	5,057.92			15,055.65	52,334.60
Ingeniería	40,294.70	3,000.00	6,410.56			20,074.20	69,779.46
Instalación		231,980.58	101,800.00			189,620.00	523,400.58
Inspección		20,671.73	16,607.22			15,055.65	52,334.60
Administración	15,399.00	18,899.00	15,407.26			20,074.20	69,779.46
Contingencia		25,129.60	37,001.98			17,112.25	79,243.83
Total	**85,914.73**	**1,096,671.83**	**296,144.94**	**0.00**	**0.00**	**589,226.95**	**2,067,958.45**

Programa de Trabajo:

Id	Nombre de tarea	Duración
1	**ETAPA 2: Enlace de Fibra Óptica**	**1485 días**
2	Estudio de Integración	90 días
3	Invitación a Proponentes	2 días
4	Acto de Presentación de los Proponentes	27 días
5	Confección Final del Pliego de Cargos	20 días
6	Concurso de Precio	30 días
7	Evaluación de Propuestas	20 días
8	Confección de Contrato	20 días
9	Refrendo de Contraloría	60 días
10	Orden de Proceder	10 días
11	ENLACE 2: MDN, CAL, FOR, PROG YCHO (94.0 Km)	280 días
12	TAREAS ADMINISTRATIVAS PARA SUMINISTRO DE FIBRA Y CONTRATO DE INSTALACIÓN ENLACE 3	90 días
13	ENLACE 3: PMÁ 2, COP Y PAC (19 Km)	90 días
14	**REEMPLAZO DE PROTECCIONES DIFERENCIALES PRIMARIAS**	**1266 días**
15	TAREAS ADMINISTRATIVAS PARA PROTECCIONES DE ENLACE 2	118 días
16	REEMPLAZO DE 21PP 230-3A	20 días
17	REEMPLAZO DE 21PP 230-4A	20 días
18	REEMPLAZO DE 21PP 230-7	20 días
19	REEMPLAZO DE 21PP 230-8	20 días
20	REEMPLAZO DE 21PP 230-9	20 días
21	REEMPLAZO DE 21PP 115-15	20 días
22	REEMPLAZO DE 21PP 115-16	20 días
23	TAREAS ADMINISTRATIVAS PARA PROTECCIONES DE ENLACE	90 días
24	REEMPLAZO DE 21PP 230-1C	20 días
25	REEMPLAZO DE 21PP 230-1B	20 días
26	REEMPLAZO DE 21PP 230-2B	20 días

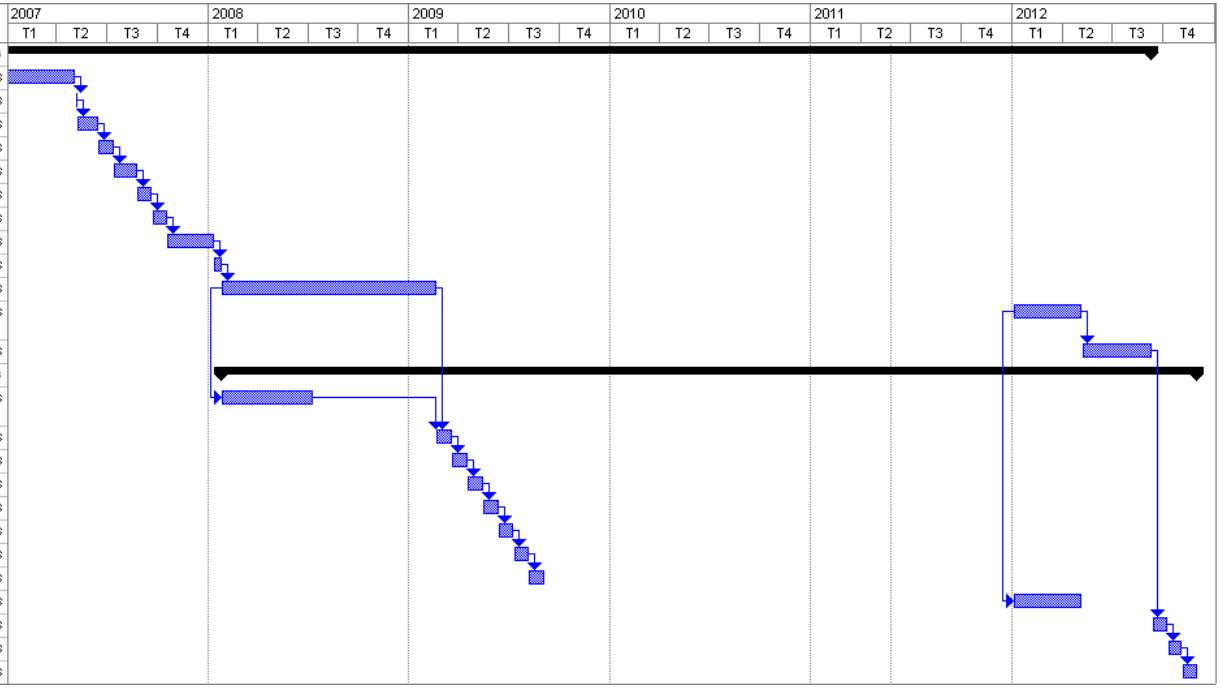
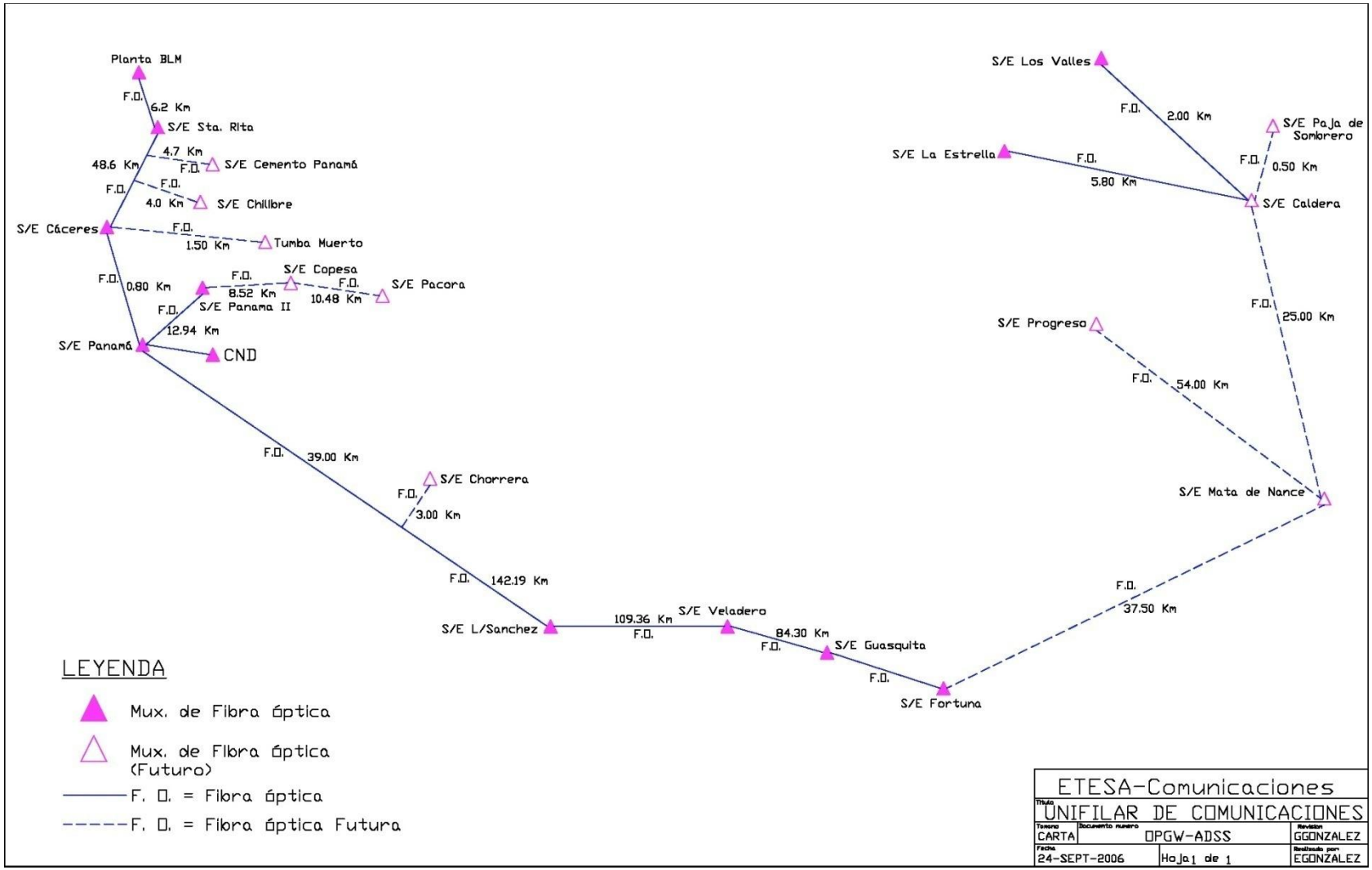


Ilustración 1- Unifilar de enlaces de Fibra Óptica



PROYECTO: MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES

ANTECEDENTES

Por razones de carga y confiabilidad del sistema, cada año es más difícil sacar de servicio los transformadores de potencia del sistema eléctrico de ETESA, además de tener un par de ellos que están llegando al promedio de la vida útil de los transformadores que es más o menos 40 años, lo que es un indicativo para observar de cerca las tendencias de los elementos indicadores de una posible falla en el aislamiento del tanque.

OBJETIVO GENERAL

Instalar equipos de monitoreo en tiempo real y continuo de diferentes parámetros técnicos de operación de los transformadores. En la siguiente tabla se listan los transformadores en los cuales se instalaran los equipos e indican los años de servicio.

Cuadro No. 1
Transformadores en que se instalará el equipo de monitoreo.

SUBESTACION	EQUIPO	AÑOS DE SERVICIO	POTENCIA (MVA)
PROGRESO	T-2	8	70
M. DE NANCE	T-3	8	70
CH. AZUL*	T-1	25	50
LLANO SANCHEZ	T-2	16	70
CHANGUINOLA*	T-1	4	70
CALDERA*	T-1	3	50
BOQUERON III*	T-1	1	50
PANAMA	T-1	18	175
PANAMA	T-3	30	350
PANAMA 2	T-1	12	175
PANAMA 2	T-2	12	175

* Se incluyeron estos transformadores porque son transformadores especiales, los cuales se dificultan sacar de servicio para un mantenimiento normal. Lo que la mayor parte del tiempo hace que el mantenimiento sea más difícil y costoso. Ejemplo: Boquerón III y Caldera han sido destinados a más de una planta y habría que esperar

que ellos tengan un mantenimiento en común para poder sacar el transformador para prueba.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

Tenemos identificado 4 transformadores de potencia que están en el rango de 15 a 30 años de servicio y 2 (dos) de 12 años que por su importancia está incluido en el listado. El tener vigilados estos transformadores nos evitaría sacar los transformadores fuera de servicio y movilización de personal, lo cual representa, salarios, sobre- tiempos, viáticos, combustible, repuestos, etc.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Tomando en cuenta las exigencias de la red eléctrica y el crecimiento de la carga en todo el país, a los transformadores se les va a incrementar la carga, lo cual llegará a niveles que por su edad, no la aguantarían por mucho tiempo.

Como parte del mantenimiento de subestaciones y con los cambios de paradigmas nace la necesidad de incursionar en la automatización y control de subestaciones, por ende los equipos que en ella están.

Esto lo podemos ver en el control SCADA que utiliza el CND para controlar ciertos equipos en las subestaciones; tal es el cierre y apertura de interruptores, cuchillas motorizadas y medición de otros parámetros como son: potencia real y reactiva, voltaje, amperaje y otras más. Esta automatización y control se usan en las subestaciones Panamá II, Santa Rita, Llano Sánchez II, Veladero y Guasquitas, computarizadas en su totalidad. Además hay un proyecto de automatizar otras subestaciones que son más viejas.

Debemos estar a la vanguardia en lo que a tecnología se refiere, para afrontar los retos de la privatización y cumplir con los requerimientos del mercado eléctrico. Cada salida no programada de algún componente eléctrico ocasiona grandes pérdidas a la compañía y ahora más que nunca debemos ser competitivos. Para mantener así la confiabilidad que es el objetivo de ETESA al brindar un servicio de alta calidad.

DATOS TECNICOS DEL EQUIPO DE MONITOREO

Se pueden monitorear los siguientes parámetros:

- Corriente de carga en las diferentes bobinas
- Voltajes de las diferentes bobinas
- Generación de gases en el aceite
- Humedad en el aceite
- Temperatura ambiente
- Temperatura superior del aceite
- Pasos del Tap Changer

- Condición del enfriamiento
- Control de los enfriamientos
- Temperatura del Tap Changer
- Ver alarmas como Buchholz, nivel de aceite y del relé presión, etc.
- Si el transformador cuenta con transductores de temperatura de bobina, también se pueden ver con este equipo

Beneficios del equipo de monitoreo

- Monitorea la evolución de fallas incipientes.
- Detecta los primeros síntomas de fallas, reduce y posiblemente puede eliminar las salidas y fallas no programadas.
- Se minimizarían las horas de salidas programadas para mantenimiento.
- Se reducirían los costos de inspección y mantenimiento.
- Incrementa la duración de la vida del equipo.
- Aplaza gastos de capital debido a un incremento de carga o reemplazo de equipo deteriorado.
- Mejora el planeamiento con salidas programadas.
- Reduce los costos de reparación relacionados a fallas.
- Reduce las visitas periódicas a transformadores en sitios remotos para inspección y muestreo de aceites.
- Extiende la vida útil del transformador basado en análisis de tiempo real del perfil de carga y rata de envejecimiento.

JUSTIFICACIÓN ECONOMICA

Hay muchas razones económicas para monitorear los transformadores en línea, siendo la principal de ellas la reducción de los costos de mantenimiento; se reducen los costos de reparación, debido a que se le puede dar un seguimiento en línea a los transformadores; segundo se evita el costo de la energía no servida, debido a que el transformador es intervenido en el momento justo y necesario, tercero, se desplaza la compra de un nuevos transformadores, debido a que se hace más eficiente la gestión de mantenimiento, se puede controlar el rango del nivel de voltaje y potencia, con lo cual se contribuye a garantizar y o extender la vida útil teórica y técnica de transformadores.

Cuadro N° 2
Costo Anual de Mantenimiento Predictivo

Costo de pruebas de 11 Autotransformadores	46,500
Costo de Calibración de Equipos de Pruebas	16,000
Costo de Personal	7,075
Costo de Combustible	625
Total*	**B/. 70,200**

*Este monto representa el costo total por año.

El Cuadro N° 3 muestra el análisis de los costos de mantenimiento en el escenario Sin Proyecto, en donde se

Cuadro N° 3
Costo de Mantenimiento en Escenario Sin Proyecto

AÑO	SIN PROYECTO								
	MANTENIMIENTO PREVENTIVO					MANTENIMIENTO CORRECTIVO			
	MANO DE OBRA	PRUEBA	CALIBRACIÓN	REPUESTOS	TRANSPORTE	MANO DE OBRA	MAT Y REPUESTOS	GO + ENS	TOTAL
2013	7,075	70,200	16,000	2,500	625	715	6,500	8,000	**111,615**
2014	7,287	72,461	17,253	2,581	798	736	6,709	8,000	**115,825**
2015	7,506	74,794	18,605	2,664	1,018	3,294	1,000,000	80,000,000	**81,107,881**
2016	7,731	77,202	20,062	2,749	1,300	781	7,148	8,000	**124,975**
2017	7,963	79,689	21,634	2,838	1,660	805	7,379	8,000	**129,966**
2018	8,202	82,255	23,328	2,929	2,119	829	7,616	8,000	**135,278**
2019	8,448	84,903	25,156	3,024	2,704	854	7,861	8,000	**140,950**
2020	8,701	87,637	27,126	3,121	3,452	879	8,115	8,000	**147,032**
2021	8,962	90,460	29,251	3,221	4,407	906	8,376	8,000	**153,583**
2022	9,231	93,373	31,543	3,325	5,626	933	8,646	8,000	**160,676**
2023	9,508	96,379	34,013	3,432	7,181	961	8,924	8,000	**168,399**
2024	9,793	99,483	36,678	3,543	9,167	990	9,211	8,000	**176,865**
2025	10,087	102,686	39,551	3,657	11,702	1,019	9,508	8,000	**186,211**
2026	10,390	105,993	42,649	3,775	14,938	1,050	9,814	8,000	**196,609**
2027	10,702	109,406	45,990	3,896	19,069	1,082	10,130	8,000	**208,274**

*Este escenario fue calculado estimando el costo de una falla dentro de un transformador, la cual requeriría enviar el transformador a fábrica para su reparación, y la misma demorara 6 meses.

Hay que tomar en cuenta que al pasar los años los costos del mantenimiento van aumentando debido a la intensidad de mantenimientos preventivos, inflación, al deterioro de los vehículos, incremento de salario de los trabajadores, el sistema se vuelve más sensible al sacar equipos, caso típico crítico: la S/E Chorrera (estos ya tienen monitores), al incrementar la carga se afectaría más clientes al salir un transformador por motivos no deseados, los cargos serían mayores, energía no servida, multas, etc.

Cuadro N° 4
Costo de Mantenimiento en Escenario Con Proyecto

AÑO	CON PROYECTO									
	MANTENIMIENTO PREVENTIVO						MANTENIMIENTO CORRECTIVO			
	MANO DE OBRA	PRUEBA	CALIBRACIÓN	REPUESTOS	TRANSPORTE	MONITOREO	MANO DE OBRA	MAT Y REPUESTOS	GO + ENS	TOTAL
2013	7,075	70,200	16,000	2,500	625	34,429	549	5,000	5,000	**141,378**

2014	7,287	72,461	17,253	2,581	798	34,429	565	5,161	5,000	**145,535**
2015	7,506	74,794	18,605	2,664	1,018	34,429	582	5,327	5,000	**149,926**
2016	7,731	77,202	20,062	2,749	1,300	34,429	600	5,499	5,000	**154,573**
2017	7,963	79,689	21,634	2,838	1,660	34,429	618	5,676	5,000	**159,506**
2018	8,202	82,255	23,328	2,929	2,119	34,429	636	5,859	5,000	**164,757**
2019	8,448	84,903	25,156	3,024	2,704	34,429	656	6,047	5,000	**170,367**
2020	8,701	87,637	27,126	3,121	3,452	34,429	675	6,242	5,000	**176,385**
2021	8,962	90,460	29,251	3,221	4,407	34,429	695	6,443	5,000	**182,869**
2022	9,231	93,373	31,543	3,325	5,626	34,429	716	6,650	5,000	**189,893**
2023	9,508	96,379	34,013	3,432	7,181	34,429	738	6,865	5,000	**197,546**
2024	9,793	99,483	36,678	3,543	9,167	34,429	760	7,086	5,000	**205,939**
2025	10,087	102,686	39,551	3,657	11,702	34,429	783	7,314	5,000	**215,209**
2026	10,390	105,993	42,649	3,775	14,938	34,429	806	7,549	5,000	**225,529**
2027	10,702	109,406	45,990	3,896	19,069	34,429	830	7,792	5,000	**237,115**

Los índices de precios utilizados en los cálculos de los Cuadros N° 3 y 4 se listan a continuación:

Cuadro N°5

INDICE DE PRECIOS	
Índice de mano de obra	1.03
Índice de Combustible	1.28
Índice de Maquinaria*	1.03
Índice de Servicios Profesionales	1.08

*Tomado del IPC al por mayor (Maquinaria, Aparatos, Accesorios y Suministros Eléctricos: Equipos y aparatos de radio, televisión y comunicaciones, Aparatos eléctricos, n.e.p) (marzo 2011/ diciembre 2010)

El monitoreo en tiempo real de los 11 transformadores bajarían los gastos de mantenimiento después de la instalación de los monitores según se muestra en el Cuadro N° 5. En el mismo se puede observar que, a valor presente, el escenario sin proyecto es más oneroso para la Empresa en más de B/. 79, 000,000. (Tomando como escenario sin proyecto el que se detalla en el Cuadro N° 3)

Cuadro N° 6
Análisis de Costos

	CON PROYECTO			SIN PROYECTO	
AÑO	INVERSIÓN	AOYM	TOTAL	AOYM	TOTAL
2013	664,657	141,378	806,035	111,615	111,615
2014	-	145,535	145,535	115,825	115,825
2015	-	149,926	149,926	81,107,881	81,107,881

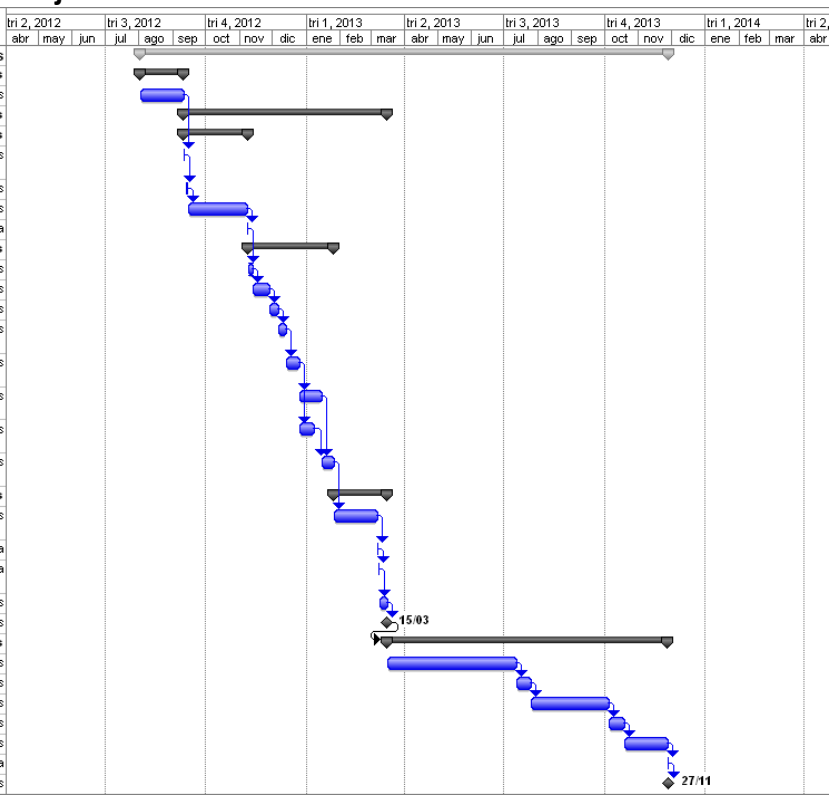
2016	-	154,573	154,573	124,975	124,975
2017	-	159,506	159,506	129,966	129,966
2018	-	164,757	164,757	135,278	135,278
2019	-	170,367	170,367	140,950	140,950
2020	-	176,385	176,385	147,032	147,032
2021	-	182,869	182,869	153,583	153,583
2022	-	189,893	189,893	160,676	160,676
2023	-	197,546	197,546	168,399	168,399
2024	-	205,939	205,939	176,865	176,865
2025	-	215,209	215,209	186,211	186,211
2026	-	225,529	225,529	196,609	196,609
2027	-	237,115	237,115	208,274	208,274
VALOR PRESENTE			**$3,381,184**		**$83,264,140**

Cuadro N° 7
Costo de Suministro e Instalación de Equipo de Monitoreo en Línea de Transformadores

DETALLE	UNIDAD / %	IMPORTE (B/.)
Suministro		572,000.00
Instalación / Montaje		980.00
Subtotal- COSTOS BASE	**USD**	572,980.00
Contingencias	5%	28,649.00
Ingeniería	4%	22,919.20
Inspección	3%	17,189.40
Administración	4%	22,919.20
TOTAL	**USD**	**B/. 664,656.80**

Plan de Trabajo 2013

Id	Nombre de tarea	Duración
0	**Monitoreo de Transformadores 2012**	**369 días**
1	**Desarrollo Técnico**	**30 días**
2	Confección de ET's	30 días
3	**Proceso de Contratación**	**143 días**
4	**Preparación para Acto Público**	**46 días**
5	Revisión del Pliego de Cargos // La GOM entrega pliego de cargos para revisión de Compras y Legal	2 días
6	Revisión por Asesoria Legal	3 días
7	Publicación en Panama Compras y Preparación de Propuestas	40 días
8	Acto Público	1 día
9	**Evaluación y Adjudicación**	**60 días**
10	Foleo de Expediente y Evaluación de Propuestas	2 días
11	Revisión y Firma del Informe de Evaluación	12 días
12	Publicación del Informe de Evaluación y Observaciones al Inform	7 días
13	Elaboración de Resolución + Revisión de Asesoria Legal + Revisión de Auditoria Interna + Firma por el Gerente Gral.	5 días
14	Publicación de la Resolución de Adjudicación o Declaración Desierta	9 días
15	Acta de Junta Directiva que Autoriza al Gerente Gral. Para Firmar el Contrato	15 días
16	Solicitud de Documentos para Confección de Contrato (Este tiempo no puede ser controlado por ETESA)	10 días
17	Rev. De Legal + Rev. Del Director de DSF + Reg. De Control Presup. + Firma del Proveedor + Rev. De A. Interna + Firma del	10 días
18	**Trámite de Refrendo**	**37 días**
19	Trámite en Contraloria // La CGR tiene 30 días para Tramitar un Contrato	30 días
20	Recepción de Contrato Refrendado que Contempla en envío al G	1 día
21	Recepción del Contrato + Remisión por parte de Compras al Proveedor y GOM	1 día
22	Coordinación con el Contratista para Establecer Fecha de Inicio	5 días
23	Orden de Proceder	0 días
24	**Inicio de Ejecución**	**195 días**
25	Suministro	90 días
26	Imprevistos en Suministros	10 días
27	Montaje	55 días
28	Imprevistos en Ejecución de Montaje	10 días
29	Configuración Final	30 días
30	Entrega Final	1 día
31	Fin del Proyecto	0 días



*Este cronograma se detalla para inicio en 2013, por razones presupuestarias. Sin embargo, la Empresa hará todos los esfuerzos posibles para realizar esta adquisición en un tiempo menor al estipulado en este cronograma.

Proyecto: Remplazo de Interruptores de 230 KV en S/E Panamá

INTRODUCCIÓN:

El patio de 230 kV de la Subestación Panamá es el principal centro de acopio de energía eléctrica del país, cuyo primordial objetivo es captar y transferir la energía eléctrica generada por el Sistema de Generación, a través de las líneas de transmisión 230-3A, 4A y la 230-1C, 2B, con 798 MW de capacidad en conjunto, conectadas en esquemas de interruptor y medio, para brindar confiabilidad al sistema. Actualmente esta subestación entrega, aproximadamente, el 70% de los 530 MW de demanda máxima requerida por la Ciudad de Panamá.

El proyecto de reemplazo de los interruptores de 230 kV de la S/E Panamá nace de la necesidad de mantener en óptima condiciones de confiabilidad el patio de 230 KV, cuyos equipos son sometidos a grandes esfuerzos mecánicos y eléctricos, cada vez que operan por eventos en los circuitos que protegen o para mantenimiento.

ANTECEDENTES

A continuación se presenta las fechas de instalación de los interruptores de 230 kV de la S/E Panamá.

Cuadro No 1.

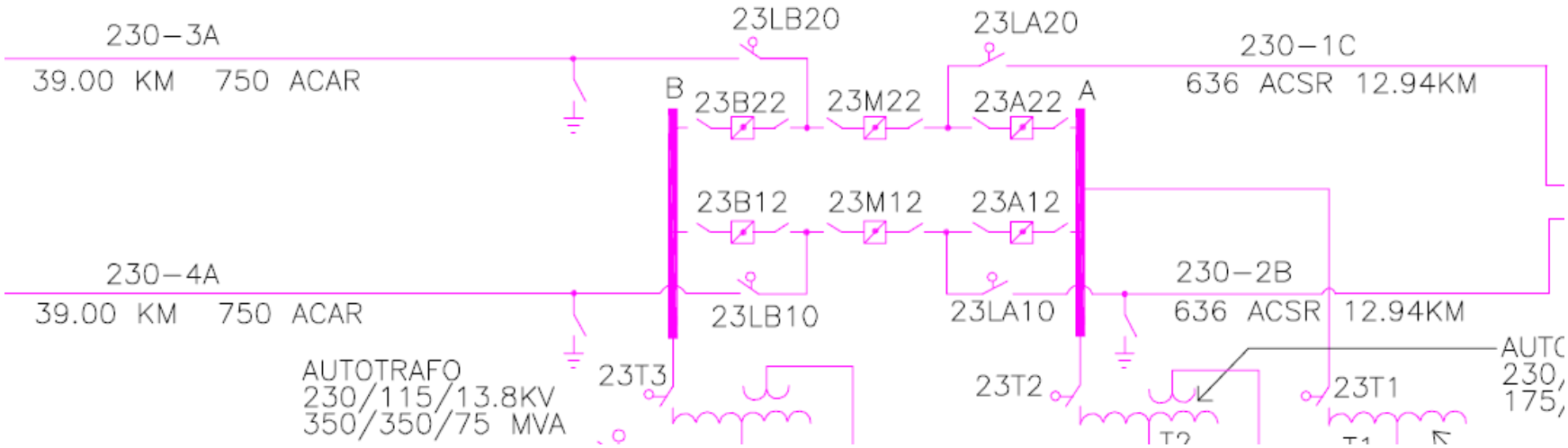
INTERRUPTORES DE POTENCIA 230 KV DE LA S/E PANAMA

Id_General	Localización	Marca	Año de Fabricación / Capitalización
19777	NAVE 1 - 23A12 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993
19776	NAVE 1 - 23A12 FASE B		
19778	NAVE 1 - 23A12 FASE C		
19797	NAVE 1 - 23B12 FASE A	ALSTOM	1996/1996
19798	NAVE 1 - 23B12 FASE B		
19799	NAVE 1 - 23B12 FASE C		
19789	NAVE 1 - 23M12 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993
19788	NAVE 1 - 23M12 FASE B		
19790	NAVE 1 - 23M12 FASE C		
19818	NAVE 2 - 23A22 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993
19817	NAVE 2 - 23A22 FASE B		
19819	NAVE 2 - 23A22 FASE C		
19838	NAVE 2 - 23B22 FASE A	ALSTOM	1996/1998
19839	NAVE 2 - 23B22 FASE B		
19840	NAVE 2 - 23B22 FASE C		
19830	NAVE 2 - 23M22 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993
19829	NAVE 2 - 23M22 FASE B		

19831	NAVE 2 - 23M22 FASE C		

Los interruptores 23B12, 23A12 y 23M12, están asociados a las líneas 230-1C, y 230-3A. Los interruptores 23B22, 23A22 y 23M22, están asociados a las líneas 230-2B y 230-4A. Las líneas 230-1C y 2B provienen de la subestación Panamá II, con generación eléctrica de las centrales Bayano y Pacora. Las líneas 230-3A/4A, provienen de la subestación Chorrera, con generación eléctrica de Fortuna y todas las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas ubicadas al oeste del territorio nacional. (Ver diagrama #1).

DIAGRAMA #1



SITUACIÓN ACTUAL:

Las líneas 230-1C y 2B, actualmente están operando al 59% de su cargas nominal en condiciones de demanda máxima, por lo cual, si por algún evento una de ellas quedase fuera de servicio, la otra línea tendrá que ser sobrecargada, limitarse la generación, desplazar energía proveniente de la planta hidroeléctrica AES Bayano o de las térmicas COPESA y EGESA, y/o desconectar carga, en última instancia, según las condiciones de despacho y de la demanda de la ciudad de Panamá, por tal motivo, el patio de 230 KV de la Subestación Panamá debe operar con el máximo de confiabilidad posible.

A continuación se presentan los máximos valores de carga, de las líneas antes señaladas, registrados durante los últimos cuatro días a la fecha de elaboración de este documento:

Cuadro No 2.
VALORES MÁXIMOS DE CARGA DE LAS LÍNEAS 230-2B Y 230-1C

FECHA	Línea 230-2B		Línea 230-1C	
	MVA	%/LÍMITE	MVA	%/LÍMITE
Lunes 25 de abril de 2011	110.62	59.47	110.61	59.47
Martes 26 de abril de 2011	107.48	57.78	107.50	57.80
Miércoles 27 de abril de 2011	113.90	61.23	113.85	61.21
Jueves 28 de abril de 2011	104.54	56.20	104.50	56.18
Límite en operación normal	**186.00** MVA			

Los interruptores MAGRINI MHM-e IP tienen dieciocho (18) años de estar en servicio, y los GEC ALSTOM tienen trece (13) y quince (15) años, durante los cuales se les han realizado los mantenimientos menores requeridos. Los mantenimientos mayores se deben realizar cada diez años aproximadamente. Para realizar los mantenimientos mayores se requiere del suministro de piezas del fabricante, solicitadas por pedido especial.

Las fábricas originales de estos interruptores cambiaron de dueño. En el caso de los MAGRINI GALILEO, la compañía SIEMMENS adquirió la patente y, en el caso de los ALSTOM, la actual compañía es AREVA. Los interruptores Nuova Magrini MHMe-Ip 245 ya no se fabrican, solo sus refacciones, por pedido.

Los interruptores GEC ALSTOM HGF-114/4 con mecanismo FKF 1-2 y el GEC ALSTOM FXT14F con mecanismo FK3-2, son únicos en la República de Panamá; las piezas no son intercambiables entre ambos interruptores; y no se dispone de suficiente repuestos para urgencias. Adicionalmente, el mantenimiento mayor presenta similares condiciones a los interruptores MAGRINI, respecto a las condiciones de suministro de fábrica y costo estimado de los repuestos descontinuados. Adicionalmente, no se cuenta con interruptores de 230 kV de reemplazo.

A continuación se presentan los resultados de las últimas pruebas realizadas a los interruptores de 230 kV de la Subestación Panamá.

Cuadro No 3.
RESULTADOS DE PRUEBAS DE LOS INTERRUPTORES DE 230 KVDE LA S/E PANAMÁ

Código	Pruebas ejecutadas por ETESA (*)									Valores de Fábrica								
Interruptor	Resistencia de Contacto (μΩ)			Tiempos de Apertura (ms)			Tiempos de Cierre (ms)			Resistencia de Contacto (μΩ)			Tiempo de Apertura (ms)			Tiempos de Cierre (ms)		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
23A12	37	37	35	25	25.2	25.1	58.1	59.2	57.8	35	35	35	27	27	27	58	58	58
23A12	30	34	36	24.7	24.9	24.7	57.4	57	57.1									
23A12	38.8	36.1	33.8	25.1	25.2	25	56.4	56.5	56.7									
23A22	37.3	36.9	40.2	25.1	25.4	24.9	57.2	56.9	56.7	35	35	35	27	27	27	58	58	58
23A22	36.7	36.4	39.7	24.6	25.1	24.4	55.7	55.3	55.1									
23A22	37.2	37.5	39.6	24.7	25.3	24.6	56.5	56.1	56.1									
23M22	37.1	37	35.6	25.1	25.4	25.6	59.2	59.4	56.2	35	35	35	27	27	27	58	58	58
23B12	27.7	27.5	27.4	36.6	36.9	38.6	150.5	144.8	150.8									
23B12	29	31	29	37.3	37.1	36.6	143.8	139.5	146.7	56	56	56	28	28	28	150	150	150
23B12	29.2	29.3	28.5	37.3	37.3	36	143.4	139.9	146.5									
23B22	46.4	44.2	49.5	29.1	30.1	30.1	105	105.2	105	56	56	56						
23B22	47.5	46.5	52.2	29.2	30.1	31.1	103.9	104	104									
23B22	45.8	43.8	51.8	28.9	29.7	30.9	103.7	104.3	103.7									
23M22	36.2	36	35	25.2	25.5	25.6	56.3	56.8	56.1									
23M22	37	37	35.8	25.7	26.1	26.3	59.2	59.8	58.6									
23M12	41.6	35.7	36.1	25.7	25.5	25.4	58.9	58.5	57.6	35	35	35	27	27	27	58	58	58
23M12	41	40	36.5	25.7	25.5	25.3	59	58.5	57.7									
23M12	36.2	36	35	26	25.7	25.6	58.8	57.4	56.9									
(*) Estos resultados corresponden a las pruebas realizadas en el año 2009. (Se realizan cada dos años).																		

Estas pruebas demuestran que los interruptores están operando correctamente, en su parte eléctrica. Estas pruebas no contemplan el funcionamiento de la parte neumática, de mayor desgaste.

OBJETIVO

El proyecto tiene como primer objetivo el reemplazo de los interruptores MAGRINI y GEC ALSTOM de la Subestación Panamá, aunque los mismos no hayan agotado la Vida Útil estimada entre 25 a 30 años, aproximadamente, debido a que el mantenimiento mayor resulta con costos superiores al reemplazo.

OBJETIVOS COMPLEMENTARIOS

Adicionalmente, con el reemplazo de los interruptores, en lugar de proceder con el Mantenimiento Mayor, se logran disminuir los costos de mantenimientos, en función de los requerimientos estándares de mantenimiento general, durante los primeros diez años de los equipos nuevos.

Se espera una disminución de las llamadas por emergencias, con respecto al escenario de no realizar el reemplazo, ya que los problemas de operación o fallas van aumentando en función de las cantidades de operaciones, conforme pasa el tiempo. Con la degradación del equipo, en el tiempo, aumenta la frecuencia de los mantenimientos correctivos, los costos que dichos mantenimientos conllevan y la indisponibilidad de los equipos, es cada vez más frecuente, dando como resultado degradaciones de la calidad del servicio de transmisión, con las consecuentes penalizaciones que pueden surgir, según las reglas de Mercado Eléctrico Nacional actual. (Ver cuadro #4)

El reemplazo completo de estos interruptores garantiza la calidad y continuidad del servicio, al mínimo costo.

Alcance:

El proyecto de reemplazo de interruptores de 230 kV de la S/E Panamá, incluye el suministro y la instalación de seis (6) interruptores de Tanque Muerto, con sus transformadores de corriente tipo Toroide, dos (2) por polo, más una jornada de capacitación de una semana.

En el siguiente cuadro se listan los interruptores de la subestación de Panamá que serán reemplazados:

Cuadro No 4.
INTERRUPTORES DE 230 Kv DE LA S/E PANAMÁ A SER REEMPLAZADOS

Código	Marca	Modelo	# de serie	Voltaje(Kv)	Corriente(A)
23A22	Nuova Magrini	245MHMe-IP	152285	245	2000
23M12	Nuova Magrini	245MHMe-IP	152283	245	2000
23A22	Nuova Magrini	245MHMe-IP	152286	245	2000
23M22	Nuova Magrini	245MHMe-IP	152284	245	2000
23B12	GEC ALSTOM	HGF-114/14	13550-0010-1	245	3150
23B22	GEC ALSTOM	FXT14F	418-632-00-01	245	3150

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Los fabricantes, a través de sus manuales de instrucción, indican que los mantenimientos mayores generales preventivos requieren inversiones para la reposición parcial de los interruptores, como por ejemplo el cambio de las cámaras interruptivas, cuando ocurra uno de los siguientes eventos:

- Cada 1000 operaciones a plena carga.
- Cada 10 años de servicio.
- Cada 700 kA acumulados de carga y/o por falla.

En el cuadro No.5 se presenta el número de operaciones, registrados por fase, acumulados a febrero de 2011.

Cuadro No 5.

CANTIDAD DE OPERACIONES DE LOS INTERRUPTORES DE 230 KV DE LA S/E PANAMÁ REGISTRO ACUMULADO A FEBRERO 2011

CÓDIGO	FASE A	FASE B	FASE C
23A12	943	699	792
23A22	747	926	614
23M12	1048	847	1142
23M22	990	880	790
23B12	640	638	651
23B22	614	614	611

Se observa que dos de las fases del interruptor 23M12 superan las 1,000 operaciones, mientras que el 23M22 y el 23A12 muestran registros próximos a las 1,000 operaciones.

Como se indicó anteriormente, los interruptores MAGRINI MHM-e IP tienen dieciocho (18) años de estar en servicio, y los GEC ALSTOM tienen trece (13) y quince (15) años.

El registro de kA acumulados no está implementado en la S/E Panamá, debido a que los relevadores de protección instalados no tienen esta capacidad.

De acuerdo a las fechas de inicio de operación, a los registros de operaciones y a las especificaciones técnicas del fabricante, los interruptores de 230 kV de la S/E Panamá requieren mantenimientos mayores.

Adicionalmente, con la reposición se prevé un cambio tecnológico necesario, retirando los interruptores de Tanque Vivo, e instalando interruptores de Tanque Muerto, mejorando con ello el funcionamiento de la S/E Panamá, con lo cual se espera una disminución de posibles fallas por efectos de que los Transformadores de Corriente tipo pedestal son más susceptibles a explosiones, por la degradación del aceite aislante con que están relleno, además, con los tanques muertos se elimina la posibilidad de Anomalías Térmicas (Puntos Calientes) al eliminarse los conectores, tornillos etc.

La rehabilitación preventiva cíclica, de mantenimiento mayor, es requerida para que el equipamiento se mantenga operando durante el periodo de vida útil esperada. Sin embargo, de acuerdo al fabricante, cuando se requiera el **segundo mantenimiento mayor (a los veinte años), se debe evaluar el reemplazo *per se*,** ya que, generalmente, la compra de un equipo nuevo es más económica, que la rehabilitación de los equipos con muchas operaciones.

JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

Para el mantenimiento mayor, la empresa **SIEMENS**, que compró a la empresa MAGRINI, confeccionó una oferta económica para la compra de doce (12) cámaras interruptivas, para cuatro (4) interruptores MAGRINI GALILEO, con un técnico para instalación o montaje y capacitación al personal de mantenimiento, a un costo de ***B/.952,120.24 (Anexo*** No. 1)

Con base en la cotización indicada anteriormente, se estima que el mantenimiento mayor, equivalente, para la rehabilitación de los seis (6) interruptores de 230 kV de la S/E Panamá, tendría un costo aproximado de **1.5** millones de Balboas.

Para la reposición total de los seis (6) interruptores de 230 kV de la S/E Panamá, se han estimado los siguientes costos.

Cuadro No 6.

COSTO DE REPOSICIÒN DE SEIS INTERRUPTORES DE 230 KV EN LA S/E PANAMÁ

DETALLE	UNIDAD / %	IMPORTE (B/.)
Suministro (puesto en obra)	USD	510,000.00
Herrajes, estructuras y soportes	15.25%	77,775.00
Cables, conductores, ductos, etc.	10.00%	51,000.00
Subtotal	**USD**	**638,775.00**
Desmontaje y Montaje	12.08%	77,164.02
Subtotal- COSTOS BASE	**USD**	**715,939.02**
Contingencias	5%	35,796.95
Diseño	3%	21,478.17
Ingeniería	4%	28,637.56
Inspección	3%	21,478.17
Administración	4%	28,637.56
TOTAL		**851,967.43**

El costo del mantenimiento mayor, es superior al costo de reposición total, por lo tanto, la reposición total, mediante la compra e instalación de los interruptores nuevos es la alternativa de mínimo costo.

ESCENARIO SIN PROYECTO:

La falla de dos interruptores en este esquema (Interruptor y medio ver diagrama #1), daría como resultado, la salida de alguna línea o indisposición de uno de los elementos de transformación que ocasionaría restricciones de flujo a los generadores asociados. Al tener fuera de servicio uno de los interruptores, resultaría que los mantenimientos preventivos programados, y las operaciones del día a día estarían restringidos, esta situación ocasionaría inestabilidad y disminuiría la confiabilidad, al sistema.

En el Cuadro No. 7 se muestra el análisis de costo con y sin proyecto en el que se demuestra que, a valor presente, el escenario sin proyecto resulta B/. 496,145.38 más oneroso, en concepto de costos de mantenimiento, que un escenario en el que sí se realice el proyecto. Los Cuadros No. 8, 9 y 10 detallan los costos de operación y mantenimiento de los escenarios con y sin proyecto.

Cuadro No. 7.

Análisis de Costo Con y Sin Proyecto

	CON PROYECTO DE REPOSICIÓN				SIN PROYECTO DE REPOSICIÓN		
AÑO	**INVERSIÓN**	**DESCARTE**	**AOYM**	**TOTAL**	**INVERSION**	**AOYM**	**TOTAL**
2013	851,967	428,662	11,894	1,292,524	1,428,180	18,204	1,446,384
2014			3,270	3,270		18,827	18,827
2015			3,391	3,391		19,475	19,475
2016			15,745	15,745		32,702	32,702
2017			16,009	16,009		33,259	33,259
2018			16,285	16,285		33,840	33,840
2019			16,573	16,573		34,447	34,447
2020			16,874	16,874		35,080	35,080
2021			22,039	22,039		40,592	40,592
2022			22,534	22,534		41,448	41,448
2023	**1,144,973**		31,963	1,176,936	**1,919,355**	51,255	1,970,610
2024			32,537	32,537		52,224	52,224
2025			33,138	33,138		53,237	53,237
VALOR PRESENTE				**$1,636,929.31**			**$2,133,074.69**

BENEFICIOS DEL PROYECTO

1. El reemplazo de estos interruptores, redundará en una mejor calidad del servicio, ampliando a garantía de continuidad, debido a la diminución del riesgo de paradas forzosas por daños inesperados o por mal funcionamiento de algún componente de los interruptores que han estado operando durante 15 a 20 años.
2. Mejora la confiabilidad del sistema, debido a la minimización de riesgos por salidas no programadas.
3. Reducción de costos de mantenimiento, dado que se requerirán sólo mantenimientos menores estándares.
4. Mejoras de eficiencias de mantenimiento y reducción de costos, por la capacitación y actualización de los colaboradores, para las labores de mantenimiento,y disminución de los costos de técnicos extranjeros especializados.

5. Los interruptores Tipo Tanque Muerto previstos a instalar no requieren de los pedestales para los Transformadores de Corriente que usan los Interruptores Tipo Tanque Vivo. Esta ventaja, limita en gran proporción, posibles fallas del equipo, ya que al estar provistos de Transformadores de Corriente Tipo Toroidales, la causa de falla de los Transformadores de Corriente por efecto del aceite aislante, no ocurriría. De igual forma, las anomalías térmicas desaparecerían porque los Toroidales no requieren de encapsulamiento especial aislado, como los diseñados para los interruptores Tanque Vivo.

Cuadro No. 8.
CUADRO DE DESEMBOLSO

Flujos de cajas para los años 2013 según la programación de los trabajos.

REPOSICIÓN DE INTERRUPTORES MAGRINI GALILEO MHM-e IP Y GEC ALSTOM DE 230kv S/E PANAMÁ												
	Enero	**Febrero**	**Marzo**	**Abril**	**Mayo**	**Junio**	**Julio**	**Agosto**	**Sept.**	**Octubre**	**Nov.**	**Totales**
Trámites Administrativos	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603	28,638
Diseño e Ing.	8,353	8,353	8,353	8,353	8,353	8,353						50,116
Inspección								5,370	5,370	5,370	5,370	21,478
Imprevistos	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	35,797
Suministro							511,020				127,755	638,775
Desmontaje y Montaje											77,164	77,164
Totales	14,210	14,210	14,210	14,210	14,210	14,210	516,878	11,227	11,227	11,227	216,146	**$ 851,967**

Cuadro No. 9.

COSTOS ESTIMADOS DE MANTENIMIENTOS

Año	Mantenimiento Preventivo				Mantenimiento Correctivo *				Mantenimiento Predictivo				Gran total
	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	
ESCENARIO SIN PROYECTO, CON MANTENIMIENTO MAYOR EN EL AÑO 2013													
2011	344.46	60.13	3.00	1213.78	1248.02	35.82	1.00	1283.84	136.90	33.00	2.00	339.79	2837.42
2012	354.80	64.34	3.00	1257.41	1285.46	38.33	1.00	1323.79	141.00	35.31	2.00	352.63	2933.83
2013	365.44	68.84	3.00	1302.86	1324.02	41.01	1.00	1365.04	145.23	37.78	2.00	366.03	3033.93
2014	376.40	73.66	3.00	1350.20	1363.75	43.89	1.00	1407.63	149.59	40.43	2.00	380.04	3137.87
2015	387.70	78.82	3.00	1399.55	1404.66	46.96	1.00	1451.61	154.08	43.26	2.00	394.67	3245.83
2016	399.33	84.34	4.00	1934.66	1446.80	50.24	2.00	2994.08	158.70	43.26	3.00	605.87	5534.61
2017	411.31	90.24	4.00	2006.19	1490.20	53.76	2.00	3087.92	163.46	43.26	3.00	620.16	5714.27
2018	423.65	96.56	4.00	2080.82	1534.91	57.52	2.00	3184.86	168.37	43.26	3.00	634.87	5900.55
2019	436.36	103.32	4.00	2158.69	1580.95	61.55	2.00	3285.01	173.42	43.26	3.00	650.02	6093.72
2020	449.45	110.55	4.00	2239.98	1628.38	65.86	2.00	3388.49	178.62	43.26	3.00	665.63	6294.09
2021	462.93	118.29	5.00	2906.08	1677.23	70.47	2.00	3495.41	183.98	43.26	4.00	908.94	7310.43
2022	476.82	126.57	5.00	3016.92	1727.55	75.40	2.00	3605.91	189.50	43.26	4.00	931.02	7553.85
2023	491.12	135.43	5.00	3132.75	1779.38	80.68	3.00	5580.18	195.18	43.26	4.00	953.76	9666.68
2024	505.86	144.91	5.00	3253.81	1832.76	86.33	3.00	5757.26	201.04	43.26	4.00	977.18	9988.26
2025	521.03	155.05	5.00	3380.41	1887.74	92.37	3.00	5940.34	207.07	43.26	4.00	1001.30	10322.05

Cuadro No. 10.

COSTOS ESTIMADOS DE MANTENIMIENTOS

Año	Mantenimiento Preventivo				Mantenimiento Correctivo *				Mantenimiento Predictivo				Gran total
	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	
ESCENARIO CON PROYECTO, CON REPOSICION TOTAL EN EL AÑO 2013													
2011	344.46	60.13	3.00	1213.78	1248.02	35.82	1.00	1283.84	136.90	33.00	2.00	339.79	2837.42
2012	354.80	64.34	3.00	1257.41	1285.46	38.33	1.00	1323.79	141.00	35.31	2.00	352.63	2933.83
2013	365.44	68.84	1.00	434.29	1324.02	41.01	1.00	1365.04	145.23	37.78	1.00	183.02	1982.34
2014	376.40	73.66	1.00	450.07	1363.75	43.89	0.00	0.00	149.59	40.43	0.50	95.01	545.08
2015	387.70	78.82	1.00	466.52	1404.66	46.96	0.00	0.00	154.08	43.26	0.50	98.67	565.18
2016	399.33	84.34	2.00	967.33	1446.80	50.24	1.00	1497.04	158.70	43.26	1.00	201.96	2666.33
2017	411.31	90.24	2.00	1003.10	1490.20	53.76	1.00	1543.96	163.46	43.26	1.00	206.72	2753.78
2018	423.65	96.56	2.00	1040.41	1534.91	57.52	1.00	1592.43	168.37	43.26	1.00	211.62	2844.46
2019	436.36	103.32	2.00	1079.34	1580.95	61.55	1.00	1642.51	173.42	43.26	1.00	216.67	2938.52
2020	449.45	110.55	2.00	1119.99	1628.38	65.86	1.00	1694.24	178.62	43.26	1.00	221.88	3036.11
2021	462.93	118.29	3.00	1743.65	1677.23	70.47	1.00	1747.70	183.98	43.26	2.00	454.47	3945.82
2022	476.82	126.57	3.00	1810.15	1727.55	75.40	1.00	1802.95	189.50	43.26	2.00	465.51	4078.62
2023	491.12	135.43	3.00	1879.65	1779.38	80.68	2.00	3720.12	195.18	43.26	2.00	476.88	6076.64
2024	505.86	144.91	3.00	1952.29	1832.76	86.33	2.00	3838.18	201.04	43.26	2.00	488.59	6279.05
2025	521.03	155.05	3.00	2028.25	1887.74	92.37	2.00	3960.23	207.07	43.26	2.00	500.65	6489.13
Indice de escalación de costo de mano obra e insumos								1.03					

Cuadro No. 11.

Costo estimado de mantenimientos (Resumen)

SIN PROYECTO
POR TIPO DE MANTENIMIENTO

Año	Preventivo	Correctivo	Predictivo	TOTAL
2011	7,283	7,703	2,039	17,025
2012	7,544	7,943	2,116	17,603
2013	7,817	8,190	2,196	18,204
2014	8,101	8,446	2,280	18,827
2015	8,397	8,710	2,368	19,475
2016	11,608	17,964	3,635	33,208
2017	12,037	18,528	3,721	34,286
2018	12,485	19,109	3,809	35,403
2019	12,952	19,710	3,900	36,562
2020	13,440	20,331	3,994	37,765
2021	17,437	20,972	5,454	43,863
2022	18,102	21,635	5,586	45,323
2023	18,796	33,481	5,723	58,000
2024	19,523	34,544	5,863	59,930
2025	20,282	35,642	6,008	61,932

CON PROYECTO
POR TIPO DE MANTENIMIENTO

Año	Preventivo	Correctivo	Predictivo	TOTAL
2011	7,283	7,703	2,039	17,025
2012	7,544	7,943	2,116	17,603
2013	2,606	8,190	1,098	11,894
2014	2,700	-	570	3,270
2015	2,799	-	592	3,391
2016	5,804	8,982	1,212	15,998
2017	6,019	9,264	1,240	16,523
2018	6,242	9,555	1,270	17,067
2019	6,476	9,855	1,300	17,631
2020	6,720	10,165	1,331	18,217
2021	10,462	10,486	2,727	23,675
2022	10,861	10,818	2,793	24,472
2023	11,278	22,321	2,861	36,460
2024	11,714	23,029	2,932	37,674
2025	12,169	23,761	3,004	38,935

Con proyecto, el predictivo es una vez cada 5 años.

Cuadro No. 12.

Costos de Energía por Circuito

Circuito	Interruptor asociado	Probabilidad de falla			Energía perdida [MWh/año]			VPN inversión	VPN costo de falla [USD]			Promedio
		2011	2012	2013	2011	2012	2013	USD	2011	2012	2013	
230-3A	23M22/B22	100%	100%	100%	123576.12	150602.98	177691.62	299260.77	411593.45	399708.12	385551.37	398950.98
230-2B	23A22/M22	93%	95%	97%	123576.12	150602.98	177691.62	74851.68	191125.89	200894.37	206062.62	199360.96
230-2B / 230-4A	23A12/M12-23B12/M12	93%	95%	97%	123576.12	150602.98	177691.62	74851.68	191125.89	200894.37	206062.62	199360.96
230-4A	23B12/M12	100%	100%	100%	123576.12	150602.98	177691.62	359249.23	466531.23	450005.68	431604.85	449380.58

Cuadro No. 13.

Condiciones de Reparación de Daños en Interruptores

Subestacion / Patio	Equipo	Pertenece o afecta a:	Estimacion de Reparacion		Observaciones
			Se tiene Repuesto	No se tiene Repuesto	
Patio 230 KV-Panamá	23B23	Interruptor 23B22	8 hrs	3 meses	Si es del lado de barra habra que aislarla
Patio 230 KV-Panamá	23B21	Interruptor 23B22	8 hrs	3 meses	Si es lado del nodo afectara la linea 230-4 A
Patio 230 KV-Panamá	23M23	Interruptor 23M22	8 hrs	3 meses	Si es lado del nodo afectara la linea 230-3 A
Patio 230 KV-Panamá	23A11	Interruptor 23A12	8 hrs	3 meses	Si es del lado de barra habra que aislarla
Patio 230 KV-Panamá	23A21	Interruptor 23A22	8 hrs	3 meses	Si es del lado de barra habra que aislarla
Patio 230 KV-Panamá	23A23	Interruptor 23A22	8 hrs	3 meses	Si es lado del nodo afectara la linea 230-1 C

Cuadro No. 14.

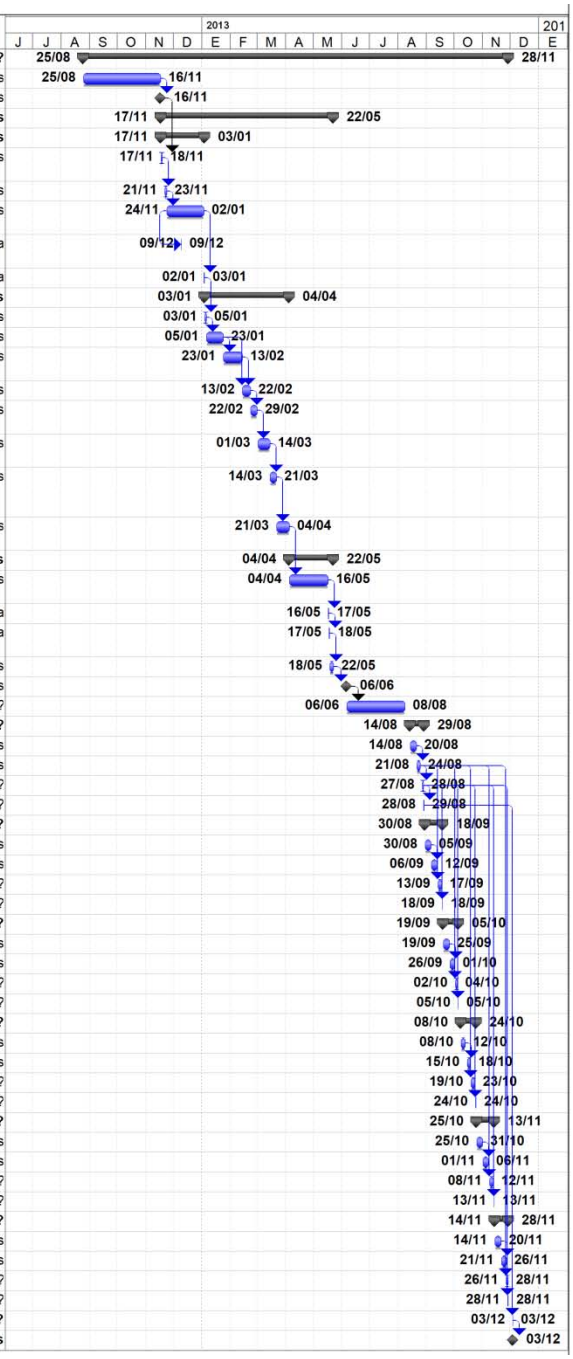
Detalle de Valor de Adquisición y Neto de Interruptores de Potencia 230 KV de la S/E PANAMA al 30 de abril de 2011

Id_General	Localización	Marca	Año de Fabricación / Capitalización	Costo Histórico	Depreciación Acumulada	Valor Neto al 30 de abril de 2011	Depreciación Estimada por año	Depreciación Estimada por DIA (365)	Fecha Actual del proyecto
19777	NAVE 1 - 23ª12 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993	98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19776	NAVE 1 - 23ª12 FASE B			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19778	NAVE 1 - 23ª12 FASE C			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19797	NAVE 1 - 23B12 FASE A	ALSTOM	1996/1996	98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19798	NAVE 1 - 23B12 FASE B			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19799	NAVE 1 - 23B12 FASE C			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19789	NAVE 1 - 23M12 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993	98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19788	NAVE 1 - 23M12 FASE B			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19790	NAVE 1 - 23M12 FASE C			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19818	NAVE 2 - 23ª22 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993	98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19817	NAVE 2 - 23ª22 FASE B			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19819	NAVE 2 - 23ª22 FASE C			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19838	NAVE 2 - 23B22 FASE A	ALSTOM	1996/1998	98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19839	NAVE 2 - 23B22 FASE B			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19840	NAVE 2 - 23B22 FASE C			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19830	NAVE 2 - 23M22 FASE A	NUOVA MAGRINI GALILEO	1992/1993	98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19829	NAVE 2 - 23M22 FASE B			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
19831	NAVE 2 - 23M22 FASE C			98,955.40	68,220.64	30,734.76	2,827.29	7.746	30/04/2011
Total				**1,781,197.20**	**1,227,971.52**	**553,225.68**	**50,891.22**	**139.43**	

Cuadro No. 16.

Programa de Trabajo

Id	Nombre de tarea	Duración
1	**REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE 230KV S/E PANAMÁ**	**330 días?**
2	Desarrollo Técnico (Especificaciones Técnicas)	60 días
3	Fin de Diseño	0 días
4	**Proceso de Contratación**	**133.63 días**
5	**Preparación para el Acto Público**	**33.63 días**
6	Revisión del Pliego de Cargos (Concordancia) // La unidad gestora entrega e pliego armado para revisión de compras y legal.	2 días
7	Revisión de la Oficina de Asesoría Legal	3 días
8	Publicación en Panamá Compras y Preparación de Propuestas // Según establece la Ley de Contrataciones Públicas.	40 días
9	Reunión de Homologación se debe realizar aprox. 3 semanas antes del Acto Público.	1 día
10	Acto Público (1 d)	1 día
11	**Evaluación y Adjudicación**	**66 días**
12	Foleo del Expediente + Evaluación de Propuesta	2 días
13	Revisión y firma del Informe de Evaluación	12 días
14	Acta de Junta Directiva donde Autoriza al Gerente General para la Firma del Contrato	15 días
15	Publicación del Informe de Evaluación y Observaciones al informe	7 días
16	Elaboración de Resolución + Revisión de Asesoría Legal + Revisión de Auditoría Interna + Firma por el G.GENERAL	5 días
17	Publicación de la Resolución de Adjudicación en Panamá Compras del Ganador o Declaración Desierta	9 días
18	Solicitud de documentos para la confección del contrato: Fianza de cumplimiento y documentos legales // Escapa a la responsabilidad de la Gerencia de Compras	5 días
19	Rev. de A.Legal + Rev.del Director de DESCF + Reg. de Control Presupuestario + Firma del Proveedor + Rev.de A.Interna + Fir.GG	10 días
20	**Trámite de Refrendo**	**34 días**
21	Trámite en Contraloría General de la República // La CGR tiene hasta 30 día hábiles para trámitar un contrato.	30 días
22	Recepción de Contrato Refrendado que contempla el envió al GG	1 día
23	Recepción del Contrato (G.Compras) + Remisión por parte de Compras al Proveedor y la Unidad Gestora	1 día
24	Coordinación con el contratista para establecer la fecha de inicio	2 días
25	Orden de Proceder	0 días
26	Suministro de los 6 interruptores	45.56 días?
27	**Montaje del interruptor 23A12**	**11.56 días?**
28	Desmontaje de interruptor	5 días
29	Cableado y montaje de barras	4 días
30	Ajuste del interruptor	1.56 días?
31	Pruebas eléctricas	1 día?
32	**Montaje del interruptor 23M12**	**14 días?**
33	Desmontaje de interruptor	5 días
34	Cableado y montaje de barras	4.56 días
35	Ajuste del interruptor	2.56 días?
36	Pruebas eléctricas	1 día?
37	**Montaje del interruptor 23B12**	**13 días?**
38	Desmontaje de interruptor	5 días
39	Cableado y montaje de barras	4 días
40	Ajuste del interruptor	2.56 días?
41	Pruebas eléctricas	1 día?
42	**Montaje del interruptor 23A22**	**13 días?**
43	Desmontaje de interruptor	5 días
44	Cableado y montaje de barras	4 días
45	Ajuste del interruptor	2.56 días?
46	Pruebas eléctricas	1 día?
47	**Montaje del interruptor 23M22**	**14 días?**
48	Desmontaje de interruptor	5 días
49	Cableado y montaje de barras	4 días
50	Ajuste del interruptor	2.56 días?
51	Pruebas eléctricas	1 día?
52	**Montaje del interruptor 23B22**	**11 días?**
53	Desmontaje de interruptor	5 días
54	Cableado y montaje de barras	4 días
55	Ajuste del interruptor	2.56 días?
56	Pruebas eléctricas	1 día?
57	**ENTREGA FINAL**	**1 día?**
58	**FIN**	**0 días**



ANEXO No. 1

Siemens, S.A. | Propuesta. PANRCH125 Fecha. JuLio 05.2010 | Energy

Energy

Ing. Conrado E. Anria.
Zona1 Gerencia de Operaciones y Mantenimiento
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Tel: (+507) - 501-8932
FAX: (507) 501-3545
Email: canria@etesa.com.pa
http://www.etesa.com.pa

Propuesta SIEMENS, S.A.

Muy estimado Ing. Anria:

Atendiendo a su apreciable solicitud de propuesta y de acuerdo con sus necesidades, nos permitimos poner a su consideración nuestra mejor propuesta tecnica y comercial con equipo innovador SIEMENS, S.A.

SIEMENS, S.A. le garantiza que los equipos serán fabricados e instalados de acuerdo a sus necesidades, bajo un estricto programa de calidad en sus procesos y en sus componentes.

Sin otro particular, quedamos a sus órdenes para cualquier duda o aclaración, brindándole como siempre un excelente servicio.

Atentamente,

SIEMENS, S.A.
Energy

Sus contactos en SIEMENS, S.A.

Responsable de ventas	Rubén Chávez Trejos
Teléfono	507 391 2499 Ext. 110
Fax	507 391 24 98
Correo electrónico	ruben.chavez@siemens.com

Responsable técnico	Ing. Omar Laredo
Teléfono	507 391 2499 Ext. 111
Fax	507 391 24 98
Correo electrónico	omar.laredo@siemens.com

Consulte nuestra página **http://www.siemens.com** donde además de los equipos para la transmisión y distribución de energía, usted encontrará una amplia gama de soluciones a sus necesidades tecnológicas.

2. Propuesta comercial

Muy estimado:

Por medio de la presente nos permitimos someter a su consideración nuestra propuesta para su proyecto, cuyo alcance se detalla en el Alcance de Suministro:

2.1. Precio global de la propuesta

Item	Cant.	Unidad	Descripción	Precio unitario USD	Precio total USD
1.0	**1**	**LOTE**	**Spare Parts for circuit breaker type 245 MHMe-1P**		
1.1	12	Pzas	Complete Pole included: - Interrupting chamber - Supporting insulator - Transmission rod - Operating Mechanism See fig. items f + e + d (here attached)	**68,944.00**	**827,328.00**
2.0	**1**	**Serv.**	**Supervision in site**		
2.1	1	Serv.	Supervisor to supervise the repair / rehabilitation of the Circuit Breakers type 245 MHMe-1P with the assistance of Customer technicians, for 10 day.	**62,504.00**	**62,504.00**
				Subtotal usd	**889,832.00**
				ITBMS 7%	**62,288.24**
				Tota USD DDP Panamá	**952,120.24**

Nuestro precio total es de novecientos cincuenta y dos mil ciento veinte con 24/100 dólares.

2.2. Base de los precios

Los precios indicados en la presente propuesta se entienden fijos en dólares estadounidenses, pagaderos en la misma moneda o en su equivalente en moneda nacional al tipo de cambio vigente en la fecha de pago.

Los precios son válidos si el contrato/orden es colocado durante la vigencia de la propuesta y por la totalidad de los conceptos.

Cualquier solicitud de cambio en la especificación original, en cantidad, tipo y/o características técnicas de componentes del equipo, modificará el Precio y la fecha de entrega del pedido; dicha modificación dependerá de la magnitud del cambio.

PROYECTO: Mejoras al Sistema de Adquisición de Datos de Relés

ANTECEDENTES:

El grupo de protección, interesado en brindar una respuesta rápida y eficiente a los eventos que Subestación suscitan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), propone realizar mejoras el sistema de adquisición de datos de los relés instalados a los largo del sistema de transmisión.

OBJETIVO GENERAL:

Contar con la información correspondiente a cualquier evento ocurrido en el SIN de una forma rápida y eficaz. Tener acceso remoto con todos los relés de protección que así lo permitan en las diferentes subestaciones desde el Centro de Gestión de Protecciones.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Instalar un concentrador de comunicaciones en Subestación Veladero, Subestación Llano Sánchez (Nueva) y Subestación Guasquitas con el fin de integrar las teleprotecciones y la red ABB SPA de dichas subestaciones al sistema de adquisición de datos.
- Instalar un concentrador de comunicaciones en el Centro de Gestión de Protecciones, con el fin de ampliar la capacidad de comunicación actual.
- Integrar al sistema de adquisición de datos los relés de la serie MICOM-Px3x instalados en Subestación Progreso, Subestación Mata del Nance y Subestación Panamá, mediante la instalación de convertidores RS485-RS232 en dichas subestaciones.
- Integrar al sistema de adquisición de datos los relés de la serie MICOM–Px4x instalados en Subestación Cáceres, mediante la instalación de convertidores Courier-RS232 en dicha subestación.
- Integrar al sistema de adquisición de datos las protecciones diferenciales de las líneas 115-17 y 115-18, instalando convertidores RS485-RS232 en las subestaciones de La Estrella y Los Valles.
- Instalar software de adquisición automática y almacenaje de reportes de eventos y fallas para los relés marca SEL y GE.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Los equipos solicitados deben ser instalados debido a las siguientes condiciones operativas:

1. **Mejor Análisis:** Contando con mayor información referente a un determinado suceso registrado en el SIN, pueden realizar análisis más completos de estos y tomar las acciones requeridas con el fin de reducir los efectos perjudiciales que puedan tener sobre el sistema.

2. **Respuesta Rápida:** Al suscitarse un evento, alarma o cualquier otra situación de emergencia que requiera atención por parte del grupo de protección, tendrá la facilidad de revisar el/los equipos involucrados y dar un diagnóstico al instante de la situación, en lugar de esperar a que el personal se traslade a Subestación y realice una inspección en sitio de lo ocurrido.

3. **Prevención:** Teniendo integrados la mayoría de los equipos al sistema de adquisición de datos, se pueden efectuar monitoreos periódicos de las condiciones operativas de los mismos, con el propósito de anticipar cualquier condición irregular que pueda afectar el desempeño de estos.

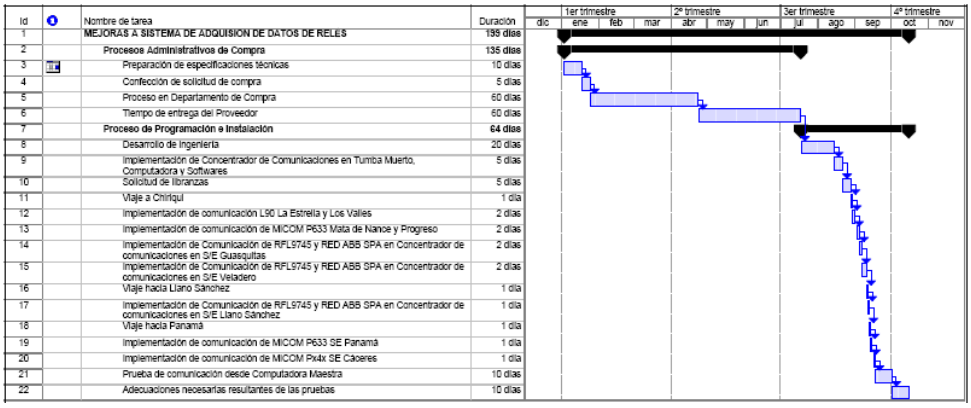
JUSTIFICACIÓN ECONOMICA:

1. **Costos de Funcionamiento:** Al no tener que desplazarse personal a los sitios para dar atención a los eventos que Subestación susciten en el SIN, Subestación estaría reduciendo considerablemente los costos de funcionamiento en concepto de sobretiempo, combustible y gastos de alimentación.

2. **No instalación de Equipos:** De no instalar los equipos antes mencionados, ETESA podría incurrir en costos de energía no servida producto de la salida no atendida en forma rápida de un componente importante del sistema, tal como una línea de transmisión o un transformador de potencia.

3. **Costo total de la inversión.** B/. 44,938.00

4. **Cronograma de Trabajo**



Id	Nombre de tarea	Duración
1	**MEJORAS A SISTEMA DE ADQUISION DE DATOS DE RELES**	195 días
2	**Procesos Administrativos de Compra**	135 días
3	Preparación de especificaciones técnicas	10 días
4	Confección de solicitud de compra	5 días
5	Proceso en Departamento de Compra	60 días
6	Tiempo de entrega del Proveedor	60 días
7	**Proceso de Programación e Instalación**	64 días
8	Desarrollo de Ingeniería	20 días
9	Implementación de Concentrador de Comunicaciones en Tumba Muerto, Computadora y Softwares	5 días
10	Solicitud de libranzas	5 días
11	Viaje a Chiriquí	1 día
12	Implementación de comunicación L90 La Estrella y Los Valles	2 días
13	Implementación de comunicación de MICOM P633 Mata de Nance y Progreso	2 días
14	Implementación de Comunicación de RFL9745 y RED ABB SPA en Concentrador de comunicaciones en S/E Guasquitas	2 días
15	Implementación de Comunicación de RFL9745 y RED ABB SPA en Concentrador de comunicaciones en S/E Veladero	2 días
16	Viaje hacia Llano Sánchez	1 día
17	Implementación de Comunicación de RFL9745 y RED ABB SPA en Concentrador de comunicaciones en S/E Llano Sánchez	1 día
18	Viaje hacia Panamá	1 día
19	Implementación de comunicación de MICOM P633 SE Panamá	1 día
20	Implementación de comunicación de MICOM Px4x SE Cáceres	1 día
21	Prueba de comunicación desde Computadora Maestra	10 días
22	Adecuaciones necesarias resultantes de las pruebas	10 días

5. **Detalle de la Inversión**

Descripción	Suministro (B/.)	Instalación (B/.)	Total (B/.)
Costos Base			
Gestores de comunicación (4)	18,000.00	2,358.00	20,358.00
Convertidores RS485-RS232 (5)	1,250.00	2,356.00	3,606.00
Convertidores Courier-RS232 (2)	600.00	2,356.00	2,956.00
Equipos de computadoras y licencias	8,200.00		8,200.00
Materiales Eléctricos	4,300.00	0.00	4,300.00
Cable de control			
Borneras de conexión			
Terminales para cables			
Etiquetas para cables			
Subtotal Base			**39,420.00**
Costos Indirectos			
Diseño			1,182.60
Ingeniería			1,576.80
Inspección			1,182.60
Administración			1,576.80
Contingencias			0.00
Subtotal Costos Indirectos			**5,518.80**
Total del Proyecto			**44,938.80**

6. **Flujo de Desembolso**

Etapas	2012	2013	2014	2015
Suministro	39,420.00			
Diseño	1,182.60			
Ingeniería	1,576.80			
Inspección	1,182.60			
Administración	1,576.80			
Contingencia	0.00			
Total	**44,938.80**			

ANEXO III-10

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

CONTENIDO

1 OBJETIVO DE LA REPOSICIÓN 9

2 EQUIPOS ANALIZADOS 9

2.1 Transformadores 10

2.2 Interruptores 10

3 EXPECTATIVAS DE VIDA DE LOS EQUIPOS 11

3.1 Consideraciones generales 11

3.2 Vida útil estadística 11

3.2.1 Ley de distribución 12

3.2.2 Fuente de datos 12

3.3 Probabilidades de falla 12

3.4 Redundancia 14

4 CAUSALES DE REPOSICIÓN 15

4.1 Gestión de mantenimiento 15

4.2 Necesidad de reposición 16

4.2.1 Transformadores 16

4.2.1.1 Condiciones operativas 16

4.2.1.2 Factores externos 16

4.2.2 Interruptores 16

4.2.2.1 Cámaras de interrupción 17

4.2.2.2 Mecanismo de comando 17

4.2.2.3 Obsolescencia 18

4.3 Evolución de los costos de mantenimiento 20

4.3.1 Transformadores 20

4.3.2 Interruptores 21

4.4 Aumento de la vida útil por reposición parcial 22

4.4.1 Transformadores 22

4.4.2 Interruptores 22

5 ESTRATEGIAS A IMPLEMENTAR 22

6 ANÁLISIS DE RIESGO: COSTO DE FALLA VS. COSTO DE REPOSICIÓN 23

6.1 Transformadores 23

6.1.1 Metodología de evaluación de fallas 23

6.1.2 Costos de falla 24

6.1.2.1 Costo de la energía 24

6.1.2.2 Probabilidades de falla 25

6.1.2.3 Energía no servida (ENS) y obligada y/o desplazada 26

6.1.2.4 Duración de la falla 30

6.1.2.5 Costo total 32

6.1.3 Inversión 32

6.1.3.1 Valor total actual 33

6.1.3.2 Inversión diferida 34

6.1.3.3 Flujos de desembolsos 34

6.1.4 Resultados económicos 36

6.1.5 Priorización de reposiciones de transformadores. 36

6.2 Interruptores 38

6.2.1 Consecuencias de las fallas 38

6.2.1.1 Interruptores de líneas y transformadores 38

6.2.1.2 Interruptores de equipos para control de voltaje 39

6.2.2 Costos de falla 39

6.2.2.1 Probabilidades de falla 39

6.2.2.2 Duración de la falla 40

6.2.2.3 Costos de Reposición 41

6.2.2.4 Inversión diferida 42

6.2.2.5 Flujos de desembolsos 43

6.2.3 Esquema de los reemplazos de interruptores 44

7 COSTOS DE LOS EQUIPOS A REPONER 45

7.1 Metodología para estimar costos de inversión originales. 45

7.2 Metodología para estimar los valores netos 47

8 CONCLUSIONES 49

9 CRONOGRAMAS TIPICOS DETRABAJOS DE REPOSICIÓN 50

9.1 Transformadores 50

9.2 Interruptores 51

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

ANEXOS

I Historial de inspecciones y mantenimiento preventivo

I.a Transformadores - Mantenimiento preventivo.xls

I.b Interruptores - Mantenimiento preventivo.xls

I.c Interruptores - Mantenimiento recomendado.doc

II Registro de pruebas y mediciones

II.a Gases disueltos - Causas y efectos.pdf

II.b Análisis de gases - T1 Llano Sánchez.pdf

II.c Análisis de gases - T1 Mata de Nance.pdf

II.d Análisis de gases - T2 Mata de Nance.pdf

II.e Análisis de gases - T2 Panamá.pdf

II.f Análisis de gases - T3 Panamá.pdf

II.g Análisis de gases - T2 Chorrera.pdf

II.h Análisis de gases - Resumen.xls

II.i Pruebas - T1 Llano Sánchez.pdf

II.j Pruebas - T1 Mata de Nance.pdf

II.k Pruebas - T2 Mata de Nance.pdf

II.l Pruebas - T2 Panamá.pdf

II.m Pruebas - T3 Panamá.pdf

II.n Pruebas - T2 Chorrera.pdf

II.o Pruebas - Int. 11A12 Llano Sánchez.pdf

II.p Pruebas - Int. 11B12 Llano Sánchez.pdf

II.q Pruebas - Int. 11A22 Llano Sánchez.pdf

II.r Pruebas - Int. 3R1 Llano Sánchez.pdf

II.s Pruebas - Int. 11B12 Mata de Nance.pdf

II.t Pruebas - Int. 11A12 Mata del Nance.pdf

II.u Pruebas - Int. 11A22 Mata de Nance.pdf

II.v Pruebas - Int. 11M22 Mata de Nance.pdf

II.w Pruebas - Int. 11B22 Mata de Nance.pdf

II.x Pruebas - Int. 11A22 Panamá.pdf

II.y Pruebas - Int. 11M52 Panamá.pdf

II.z Pruebas - Int. 11A52 Panamá.pdf

II.aa Pruebas - Int. 11A62 Panamá.pdf

II.bb Pruebas - Int. 11M62 Panamá.pdf

III Costos de mantenimiento predictivo y correctivo

III.a Interruptores - Costos de mantenimiento.xls

III.b Transformadores - Costos de mantenimiento.xls

IV Generación obligada y desplazada

IV.a Análisis T3 Panamá 2010.doc

IV.b Análisis T3 Panamá 2011.doc

IV.c Análisis T3 Panamá 2012.doc

IV.d Análisis T2 MDN.doc

IV.e Costos Marginales – Caso REGMHTCB8

V Costos de inversión original y valores netos a la fecha de reposición

V.a Costos originales y netos V-2.xls

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

1 OBJETIVO DE LA REPOSICIÓN

ETESA ha determinado que una proporción significativa de sus activos ha superado o superará, en el corto plazo, los treinta años de antigüedad. Dado que para garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión, ETESA debe mantener en óptimo funcionamiento todos los equipos de potencia que conforman, tanto el sistema principal de transmisión, como las conexiones al mismo, resulta necesario para ello el reemplazo de todos aquellos que en ese período lleguen al final de su vida útil.

Las inversiones de reposición de equipos se vislumbran con una necesidad en crecimiento durante los próximos años, debido a que cerca del 50% de la red de transmisión tiene, entre 25 y 30 años de explotación, lo cual pone en evidencia el requerimiento de implementar un programa racional de reposición.

Para determinar cuáles de los activos antes citados deberán ser efectivamente reemplazados, ETESA está realizando los estudios necesarios, en diferentes etapas.

2 EQUIPOS ANALIZADOS

Este informe correspondiente a la **Fase I de Corto Plazo**, los equipos analizados son todos los autotransformadores de potencia de 230/115/13.8 y 230/115/34.5 kV, transformadores de aterrizaje e interruptores de 34.5 y 115 kV que hayan alcanzado o estén por alcanzar, durante el próximo período tarifario (2009-2013), treinta años de servicio[1]. En los cuadros siguientes se muestran los equipos considerados en el estudio.

Las fechas indicadas corresponden a la original de puesta en servicio, indistintamente de la ubicación actual, como por ejemplo el transformador de Progreso que fue trasladado.

[1] Los interruptores de 230 KV que requerían reposición ya fue realizada, para garantizar el servicio de transmisión, con adecuados niveles de confiabilidad y seguridad.

2.1 Transformadores

Subestación	Activo	Identificación	Potencia nominal MVA	Relación de transformación kV	Fecha de puesta en servicio
Llano Sánchez	Autotransformador de Potencia	**T1**	70/60/30	230/115/34.5 kV	30-Jun-78
Panamá	Autotransformador de Potencia	**T2**	175/175/30	230/115/13.8 kV	30-Jun-76
Panamá	Autotransformador de Potencia	**T3**	350/350/75	230/115/13.8 kV	30-Jun-82
Progreso	Autotransformador de Potencia	**T1**	50/50/50	230/115/34.5 kV	30-Jun-75
Mata de Nance	Autotransformador de Potencia	**T1**	70/60/50	230/115/34.5 kV	30-Jun-78
Mata de Nance	Autotransformador de Potencia	**T2**	70/60/50	230/115/34.5 kV	30-Jun-78
Chorrera	Autotransformador de Potencia	**T2**	50/50/50	230/115/34.5 kV	30-Jun-75
Llano Sánchez	Transformador de aterrizaje	**TT1**	5	34.5/13.8 kV	30-Jun-78
Mata de Nance	Transformador de aterrizaje	**TT1**	5	34.5/13.8 kV	30-Jun-78
Mata de Nance	Transformador de aterrizaje	**TT2**	5	34.5/13.8 kV	30-Jun-78
Chorrera	Transformador de aterrizaje	**TT2**	5	34.5/13.8 kV	30-Jun-77

Cuadro 1: Transformadores candidatos para reposición.

2.2 Interruptores

Subestación	Activo	Identificación	Tensión nominal kV	Corriente nominal A	Capacidad de interrupción kA	Fecha de compra
Llano Sánchez	Interruptores	11A12	115	2000	20	30-Jun-78
Llano Sánchez	Interruptores	11B12	115	2000	20	30-Jun-78
Llano Sánchez	Interruptores	11A22	115	2000	20	30-Jun-78
Llano Sánchez	Interruptores	3ATA	34.5	1200	20	30-Jun-78
Llano Sánchez	Interruptores	3R1	34.5	1200	20	31-Dic-78
Mata de Nance	Interruptores	11B12	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	11A12	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	11A22	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	11M22	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	11B22	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	3ATA	34.5	1250	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	3A22	34.5	1250	20	30-Jun-78
Panamá	Interruptores	11A22	115	2000	20	30-Jun-83
Panamá	Interruptores	11M52	115	2000	20	30-Jun-76
Panamá	Interruptores	11A52	115	2000	20	30-Jun-76
Panamá	Interruptores	11A62	115	2000	20	30-Jun-76
Panamá	Interruptores	11M62	115	2000	20	30-Jun-76

Cuadro 2: Interruptores candidatos para reposición.

3 EXPECTATIVAS DE VIDA DE LOS EQUIPOS

3.1 Consideraciones generales

El final de la vida útil de un equipo puede venir dado por:

1. Incapacidad por deterioro para seguir cumpliendo adecuadamente con los requisitos técnicos que su función le impone (vida útil técnica).

2. Ser ya económicamente más conveniente su reemplazo (vida útil económica).

3. Insuficiencia, por modificaciones en la red, de algunas características técnicas de los mismos, tales como capacidad de carga, nivel de aislamiento o condiciones de cortocircuito (vida útil operativa).

   No se analiza en este estudio el final de la vida útil operativa de los equipos, ya que este análisis corresponde de manera más general al plan de expansión del sistema y no al de reposición.

El concepto de vida útil económica está referido en este estudio estrictamente al costo de mantener en servicio equipos que aún pueden cumplir con los requisitos técnicos necesarios, pero a expensas de un mayor costo de mantenimiento, de mayores pérdidas frente a nuevos desarrollos técnicos o de un mayor riesgo de colapso (fin abrupto de su vida útil técnica) que ponga en peligro al sistema en su conjunto.

3.2 Vida útil estadística

La predicción de la vida útil de un equipo no es tarea fácil, ya que la misma depende no sólo de su antigüedad sino también de múltiples factores, tales como condiciones medio ambientales y climáticas, calidad del material, condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de repuestos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, falta de mano de obra calificada para su mantenimiento y reparación, etc.

Se dispone no obstante de estadísticas que permiten conocer, en base a la experiencia acumulada por gran cantidad de empresas dedicadas a la explotación de sistemas de transmisión, la vida media de cada tipo equipo y la dispersión que muestran alrededor de dicha media, dispersión que indica la conveniencia de su tratamiento probabilístico.

3.2.1 Ley de distribución

Analizando tal dispersión se verifica que la ley de distribución normal es la que mejor representa los registros estadísticos obtenidos, de manera tal que los resultados pueden ser caracterizados por un valor medio y su correspondiente desviación estándar, verificándose que en el lapso comprendido entre más y menos una desviación estándar alrededor de esa media se ubican casi el 70% de los valores registrados.

3.2.2 Fuente de datos

En Panamá la ASEP ha examinado las tasas de depreciación utilizadas por empresas de electricidad en una variedad de mercados, y ha considerado aceptable que las empresas eléctricas recuperen sus costos de capital utilizando para activos de Plantas de Transmisión tasas de depreciación dentro del rango de 3 al 4% anual[2], porcentajes que representan una vida útil de entre 25 y 33 años, o sea de un valor medio de 29 años.

3.3 Probabilidades de falla

La probabilidad de que la falla suceda en un período determinado resulta de integrar desde su inicio la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo (suma de la fecha de puesta en servicio más su vida media) hasta el final del período en cuestión.

Para los análisis de probabilidad de falla se ha considerado más representativo para transformadores el extremo superior del rango regulatorio, es decir una vida media de 33 años, mientras que para interruptores, equipos sometidos a trabajos mecánicos de mayor intensidad y frecuencia, se ha considerado más adecuado el extremo inferior, o sea 25 años de vida media. En ambos casos, se ha considerado una dispersión de 8 años, aproximadamente, correspondientes a la ventana considerada.

El gráfico siguiente muestra la distribución de probabilidades de finalización de su vida útil en un dado período para equipos con iguales expectativas de vida (33 años, con una desviación estándar de 8 años) pero instalados en distintas fechas (1975, 1978 y 1982).

[2]Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico, con modificaciones aprobadas mediante Resolución JD- 4859, de 13/ago/2004.

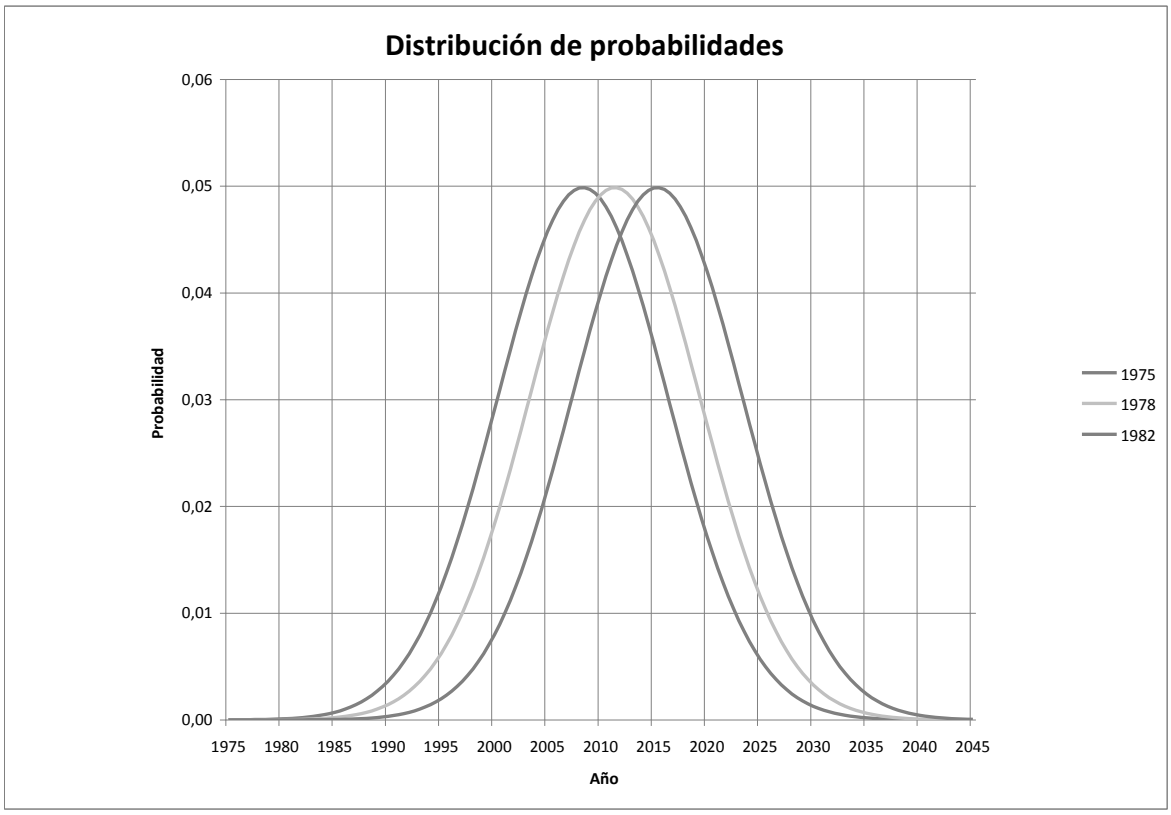


Gráfico 1: Densidad de probabilidad de falla

El gráfico que sigue, integral de la curva anterior, muestra la probabilidad de falla de los mismos equipos acumulada en el tiempo. La probabilidad de que éstos fallen en el período tarifario 2009-2013 es la probabilidad acumulada hasta el año 2013, fecha de finalización del mismo.

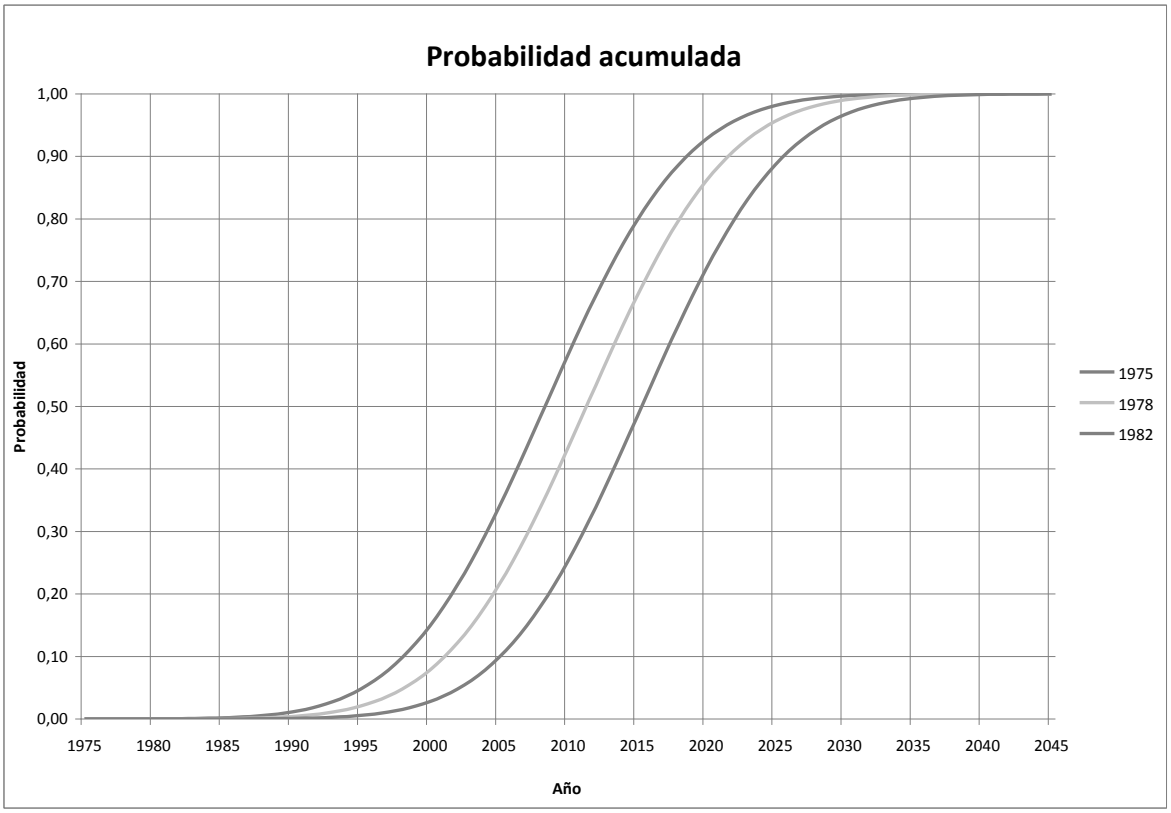


Gráfico 2: Probabilidad acumulada de falla

3.4 Redundancia

Ante la probabilidad cierta de falla de todo equipo, en ocasiones el mayor costo de capital asociado a duplicar funciones, que tiene como resultado reducir la probabilidad de falla a la de doble contingencia, es inferior al del perjuicio que causaría esa falla. Y es así que el Reglamento de Transmisión establece para el diseño del Sistema Principal de Transmisión el criterio de n-1.

Es entonces cuando conviene incluir en los criterios para evaluar costos de falla la probabilidad de doble contingencia, especialmente cuando, como en el caso de transformadores, la exposición al riesgo puede extenderse en el tiempo a veces durante dos o más años, dado el plazo de entrega de esos equipos para los cuales no se dispone de repuestos.

4 CAUSALES DE REPOSICIÓN

El Reglamento de Transmisión establece[3] taxativamente los causales de reposición de un activo, debiendo justificarse:

I. que la misma no se deba a falta de mantenimiento.

II. la necesidad de la reposición.

III. la evolución de los costos de mantenimiento de no procederse a la reposición.

IV. la ampliación de la vida útil del equipamiento, de ser una reposición parcial.

4.1 Gestión de mantenimiento

Al menos desde que ETESA se hizo cargo del sistema de transmisión, en el año 1999, el mantenimiento ha sido efectuado de acuerdo con las buenas prácticas que la técnica recomienda para este tipo de equipos, para verificar lo cual se adjunta:

1. Historial de mantenimiento preventivo de cada una de las unidades cuya reposición se solicita, incluyendo los requerimientos y recomendaciones de los fabricantes al respecto[4].

2. Detalle de las pruebas efectuadas sobre los equipos para verificar su estado y proceder, de ser necesario, a las tareas de mantenimiento predictivo que correspondan, acompañadas, en el caso de los transformadores, de una breve descripción de los efectos de los gases disueltos en el aceite y de la serie histórica de resultados de las mediciones realizadas para controlarlos[5].

3. Historial de mantenimiento predictivo y preventivo, con sus costos[6].

---

[3] Reglamento de Transmisión, Art. 68, punto k) Plan de Reposición de Instalaciones de Corto Plazo.

[4] Anexo I - Historial de inspecciones y mantenimiento preventivo

[5] Anexo II – Registro de pruebas y mediciones.

[6] Anexo III – Costos de mantenimiento predictivo y correctivo.

4.2 Necesidad de reposición

4.2.1 Transformadores

El final de la vida útil de un transformador está dado fundamentalmente por la degradación de la aislación (no tanto de las características de rigidez dieléctrica sino mecánicas del papel) por reducción del grado de polimerización, DP, de la celulosa[7].

Este deterioro es acumulativo a lo largo de la vida del trasformador e irreversible, y puede ser acelerado por diversas razones, a saber:

4.2.1.1 Condiciones operativas

La exposición de los transformadores a prolongados períodos de sobrecarga tiene por consecuencia la aceleración del envejecimiento del aislante por sobreelevación de su temperatura.

Desde que ETESA se hizo cargo de los transformadores los mismos han operado en un adecuado régimen de carga, asegurado por el correcto ajuste de las protecciones para evitar su posible operación en condiciones de sobretemperatura.

4.2.1.2 Factores externos

El recibir los transformadores descargas atmosféricas directas también daña la aislación, así como el soportar cortocircuitos pasantes que originen requerimientos de acciones mecánicas extraordinarias sobre los bobinados.

Si bien no se tienen registros de la ocurrencia de eventos de ese tipo, considerando el nivel isoceraúnico de la zona y el sistema en que estos equipos están insertos, no se puede excluir a priori que ello haya sucedido.

4.2.2 Interruptores

Las funciones de un interruptor de potencia son:

[7] Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: IEEE, Set. 2006.

1. Conectar y desconectar un circuito cuando razones operativas así lo requieran, estableciendo e interrumpiendo su corriente nominal.

2. Desconectar un circuito en caso de falla, de manera de proteger vidas y bienes puestos en riesgo por la misma y limitar, dentro de lo posible, mayores daños al circuito fallado, interrumpiendo para ello corrientes normalmente muchas veces superiores a la nominal.

Es fundamentalmente esta última función, que es la que mayores exigencias y consiguiente desgaste impone a los contactos, la que hace a la seguridad del sistema y la que por tanto más debe ser tenida en cuenta a la hora de evaluar la confiabilidad de un interruptor.

La degradación del equipo viene dada, básicamente, por la de sus contactos y cámaras de interrupción, pero también por el desgaste del mecanismo que las comanda, que debe en todo momento garantizar el cumplimento de las órdenes que recibe, emitidas, en el caso de fallas, por protecciones que requieren para que su función se cumpla una precisión de milisegundos, tanto en el proceso de desconexión en sí como en la necesaria concordancia entre los polos del interruptor.

4.2.2.1 Cámaras de interrupción

En lo que hace a los contactos, su desgaste viene dado fundamentalmente por las operaciones de corte, de manera tal que los fabricantes recomiendan su recambio según el número de aperturas, tanto normales como sobre falla, que el interruptor lleve acumuladas desde el último cambio, lo que devuelve a las cámaras de interrupción, al menos parcialmente, su poder de corte. Pero tan importante para el estado de los contactos es la cantidad de cortes realizados como la magnitud acumulada de corriente interrumpida.

Después de haber quedado el sistema bajo la responsabilidad de ETESA el conteo de las operaciones efectuadas (sin discriminación de tipo de operación: normal o sobre falla, dato este último sólo disponible por registro de eventos) ha quedado registrado por los contadores mecánicos de los equipos. Sin embargo, no se tienen los datos de la magnitud de las fallas interrumpidas (kA^2 acumulados), debido que sólo los equipos de protecciones más recientes brindan este tipo de información.

4.2.2.2 Mecanismo de comando

El sistema de comando en sí va sufriendo con la operación del interruptor un desgaste que sólo en parte puede ser reparado, minando así su confiabilidad. Pero dado que los interruptores representan los elementos de seguridad dentro de la red de transmisión, es necesario que sus accionamientos tengan un alto nivel de calidad, precisión, fiabilidad y larga duración de servicio.

Los interruptores de 115 kV cuya reposición se propone son todos comandados, mediante compresores individuales, por aire comprimido. O sea que las partes de cada interruptor sujetas a desgaste son dos: el compresor y el accionamiento neumático propiamente dicho.

ETESA ha debido ya reemplazar en la S/E Caldera el conjunto de compresores individuales de cada interruptor por una planta centralizada de aire comprimido, y es de prever que de no procederse al reemplazo de los interruptores lo mismo se deberá hacer como paliativo en las restantes S/E del sistema.

El reemplazo de la fuente de aire comprimido por una nueva, centralizada o no, no soluciona el problema de desgaste de los mecanismos individuales de comando de apertura y cierre del interruptor, lo cual es progresivo e irreversible.

4.2.2.3 Obsolescencia

La necesidad de reposición, en el caso de interruptores, puede ser adelantada por obsolescencia, ya que tratándose de equipos a los que por su importancia la tecnología va perfeccionando permanentemente, los de diseño más antiguo salen de fabricación y en relativamente poco tiempo quedan sin el respaldo de sus fabricantes, y por lo tanto sin repuestos.

4.2.2.3.1 Interruptores de 115 kV

Todos los interruptores de 115 kV cuya reposición se analiza son marca Magrini Galileo S.p.a., y han quedado obsoletos por una serie de razones, tanto operativas como técnicas.

Desde el punto de vista operativo, el mayor inconveniente que presentan es que esta fábrica fue absorbida por Siemens, con lo que sus repuestos se han vuelto muy onerosos y el soporte técnico difícil de conseguir. Se debe entonces evaluar la dificultad que presentan para poder efectuarles un adecuado mantenimiento, incrementándose así el riesgo de falla.

Desde el punto de vista técnico, los principales inconvenientes son:

Sistema de comando: el mecanismo de cierre y apertura de los interruptores Magrini es accionado por aire comprimido. Este mecanismo es mecánicamente muy complejo, con muchas piezas sujetas a desgaste, y los circuitos neumáticos, por la antigüedad de los equipos, tienen fugas que deben ser permanentemente vigiladas y reparadas, ya que si bien raras veces es necesaria la actuación del interruptor, ésta debe estar absolutamente garantizada en el momento en que se la requiera.

Los interruptores modernos, en cambio, tienen mecanismos de disparo a resorte, cargados por robustos motores eléctricos, y una vez estos resortes en tensión pueden estar años sin perder la carga, ofreciendo así una muy superior confiabilidad.

El tiempo de carga de los resortes después de un disparo, además, es mucho menor que el de recuperación de la presión en un comando neumático, lo que permite las maniobras de doble recierre (uno rápido y uno lento) necesarias para limpiar fallas no fugaces en líneas.

Cámaras de interrupción: a diferencia de los Magrini, los interruptores modernos utilizan para el apagado del arco sistemas de autosoplado, de capacidad de extinción proporcional a la magnitud de la falla, lo que evita el corte anticipado de corrientes inductivas pequeñas, tales como las de desconexión de transformadores en vacío, cortes éstos que generan peligrosas sobretensiones de maniobra.

Contactos: estos interruptores tienen contactos de cobre-plata, de mucha menor duración, en cantidad de maniobras necesarias para su reemplazo (500 contra 5000), que los de cobre-tungsteno que se usan en la actualidad.

Todo lo expuesto se resume en menor confiabilidad y mayores costos de mantenimiento.

4.2.2.3.2 Interruptores de 34.5 kV

Desde el punto de vista operativo, el interruptor de 34.5 kV 3AR de la S/E Llano Sánchez, marca Joslyn, es el único de ese origen en todo Panamá, lo que hace más crítica aún la falta de repuestos para su mantenimiento. Además su tecnología (de corte en vacío) agrava ese problema, ya que a ese tipo de cámara de interrupción no se le pueden cambiar los contactos sino que se la debe reemplazar entera.

Respecto del resto de los interruptores, a la obsolescencia por falta de repuestos debe sumársele la debida a cambios tecnológicos: los interruptores de 34.5 kV existentes, salvo el citado en el párrafo anterior, son de gran volumen de aceite, tecnología hace ya tiempo abandonada y reemplazada primero por la de pequeño volumen de aceite, hoy también ya superada, y posteriormente por las modernas cámaras de interrupción en SF6.

La técnica de gran volumen de aceite se abandonó porque presentaba el problema de la posibilidad de que el arco al ser extinguido se extendiera a las fases contiguas, transformado una operación de interrupción rutinaria en una falla tripolar de graves consecuencias.

4.3 Evolución de los costos de mantenimiento

A continuación se presentan gráficos de evolución de los costos de mantenimiento de transformadores e interruptores en los últimos años.

4.3.1 Transformadores

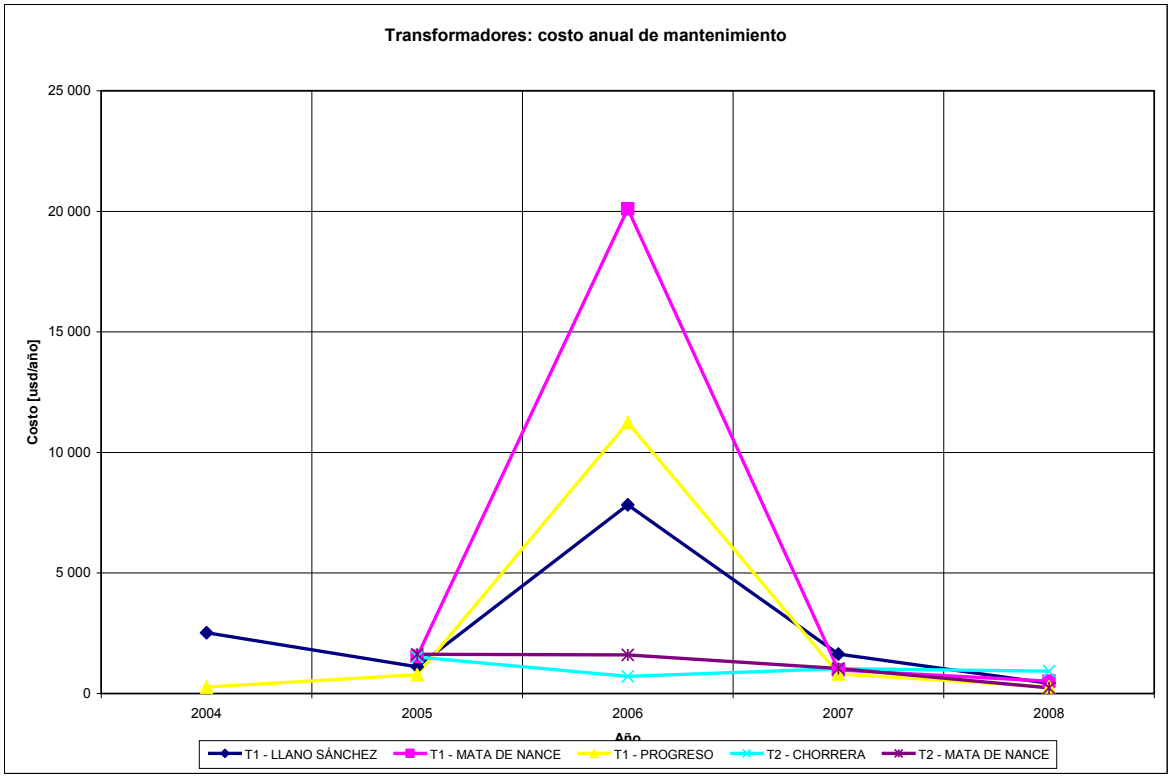


Gráfico 3: Evolución del costo de mantenimiento de transformadores

Puede observarse que el costo de mantenimiento, elaborados con base en registros horas/hombre de trabajos de mantenimiento exclusivamente, de los transformadores no muestra una tendencia en alza.

No obstante, el gráfico agregado a continuación refleja los resultados de las pruebas de análisis de gases disueltos en el aceite realizadas en los últimos años sobre el T2 de Mata de Nance, donde puede apreciarse un constante aumento, entre otros, del nivel de CO_2, índice de reducción del grado de polimerización (DP) de la aislación, lo que indica un creciente aumento del riesgo de falla.

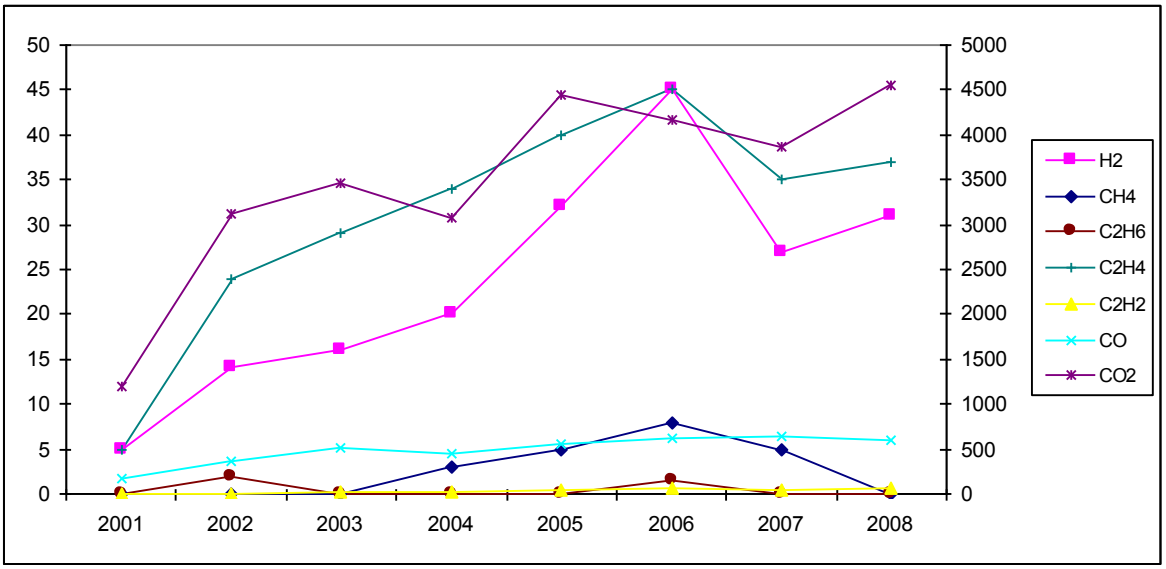


Gráfico 4: Análisis de gases del T2 de Mata de Nance

4.3.2 Interruptores

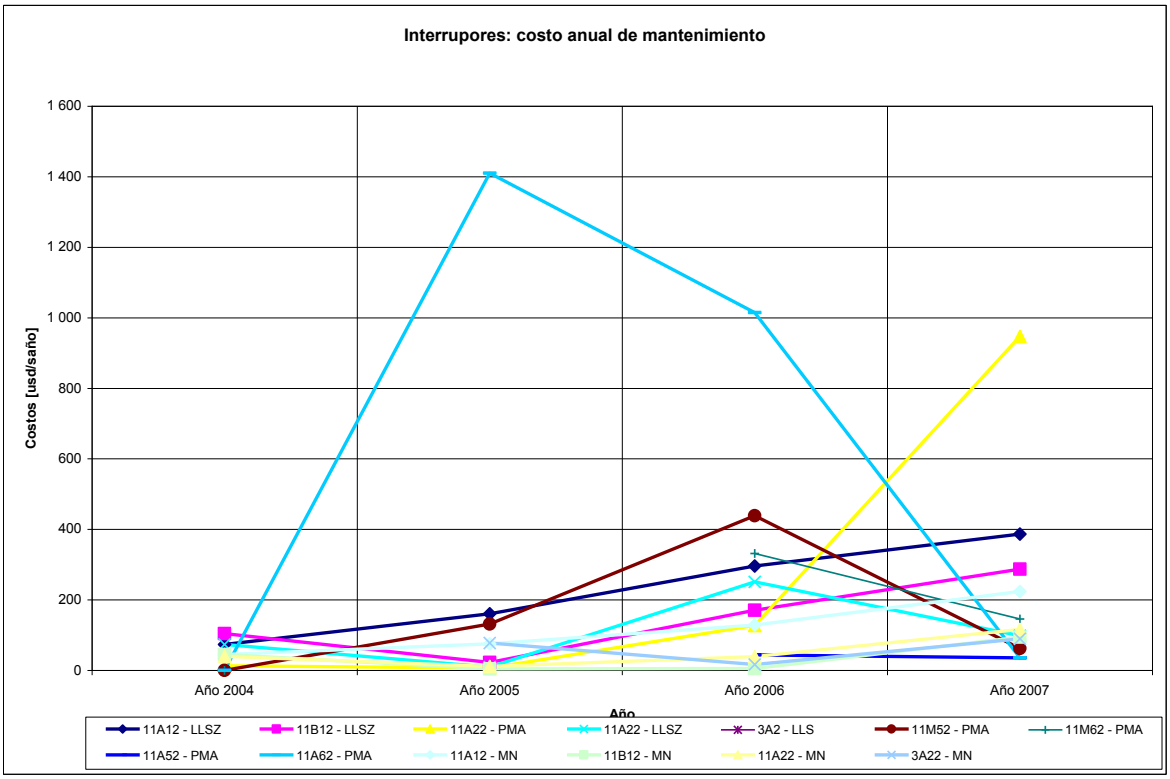


Gráfico 5: Evolución del costo de mantenimiento de interruptores

Como se observa, a partir de 2006 hay una clara tendencia al aumento en los costos registrados, y en particular del 11A22 de la S/E Panamá, lo que da indicios del aumento del riesgo de falla de los mismos.

4.4 Aumento de la vida útil por reposición parcial

4.4.1 Transformadores

Si bien es posible la reposición de componentes importantes del transformador, tales como bushings o RBC, de manera de recuperar en parte su capacidad operativa, es imposible la reposición de la aislación, ya que tal reparación, consistente en el reemplazo liso y llano de toda la parte activa del transformador, debería ser hecha en fábrica o lugar equivalente donde se disponga de facilidades para el decubaje, e implicaría un costo mayor que el del propio transformador, sin contar con la necesidad de sacarlo de servicio por un período inaceptable.

Dado que es precisamente la aislación la que limita la vida útil del transformador, por lo expuesto en el punto 4.2.1 relativo a la irreversibilidad de su degradación queda descartada, para extender la vida útil del equipo, toda posibilidad de reposición parcial.

4.4.2 Interruptores

La recuperación total de una cámara de interrupción sólo se puede conseguir con el reemplazo del polo completo. Ahora bien, esta operación sólo se justifica económicamente si el polo dañado es uno, pero nunca como recambio del conjunto tripolar, ya que en este caso su costo es prácticamente el mismo que el recambio del interruptor completo y no remedia el desgaste del resto del equipo. Queda entonces descartada la conveniencia de una reposición parcial de los interruptores.

5 ESTRATEGIAS A IMPLEMENTAR

Al aproximarse el fin de la vida útil de un equipo se pueden ensayar, estrictamente para mantener la confiabilidad del sistema y sin tener en cuenta opciones que amén de prevenir eventuales fallas sirvan a la vez para repotenciarlo o mejorarlo (aspectos estos que corresponden al plan de expansión), distintas alternativas:

1. Reemplazo del activo por otro equivalente (reposición).
2. Reposición parcial del activo para dejarlo a nuevo (refurbishment).

3. Extensión de la vida útil del activo a expensas de un mayor mantenimiento y supervisión hasta la falla (wait and see).

Habiéndose descartado por lo expuesto en los puntos anteriores la posibilidad de reposición parcial de los equipos, sólo quedan dos opciones: o reponer el equipo o asumir el riesgo de falla con el costo que el mismo implica.

6 ANÁLISIS DE RIESGO: COSTO DE FALLA VS. COSTO DE REPOSICIÓN

6.1 Transformadores

Evidentemente la falla de cualquier transformador del sistema ocasionaría graves problemas, de impacto directo sobre las áreas y poblaciones atendidas por los equipos pendientes de reposición, lo cual conllevaría penalizaciones económicas al Transportista por energía no servida y pagos en concepto de generación obligada y desplazada.

6.1.1 Metodología de evaluación de fallas

En las S/E que sólo tienen carga (Llano Sánchez y Chorrera) el costo de la falla ha sido evaluado por el de la energía no servida (ENS) originada por la misma.

En el caso del T3 de la S/E Panamá, en cambio, su falla no genera ENS y la evaluación ha sido hecha por el costo de generación térmica obligada aguas debajo de la S/E, estimada en 96 MW en horas de pico, durante ocho meses por año, desplazando energía hidráulica más barata.

En el caso de T1 y T2 de la S/E Mata de Nance, finalmente, el riesgo evaluado está dado por la probabilidad de doble contingencia con pérdida de la condición n-1 (se trata de una S/E con tres transformadores, dos de los cuales datan de 1978, y el tiempo de duración de falla que se debe considerar es muy extenso, del orden de los dos años). La falla de cualquiera de los dos transformadores restringiría el ingreso al sistema de aproximadamente 50 MW hidráulicos durante los meses de invierno, produciéndose así la necesidad de generación de energía obligada y desplazada.

Un caso particular lo representan los transformadores de aterrizaje de los terciarios de los autotransformadores de potencia, destinados a la formación de un neutro artificial en el sistema de 34.5 kV.

Estos transformadores son imprescindibles para la operación del sistema, ya que el nivel de aislación de éste último no permite su operación con neutro aislado. En consecuencia una falla de estos transformadores, que además sirven para reducir la magnitud de eventuales fallas a tierra, implica la pérdida total de la carga en 34.5 kV de la S/E afectada, con el consiguiente perjuicio económico.

De las tres S/E cuyos trasformadores de aterrizaje reúnen la condiciones de antigüedad en estudio: Llano Sánchez, Mata de Nance y Chorrera, sólo la última tiene una carga significativa en 34.5 kV, y en ella hay dos transformadores de aterrizaje, por lo que la conveniencia de reposición del más antiguo ha sido analizada bajo la hipótesis de doble contingencia.

6.1.2 Costos de falla

El costo de las fallas ha sido calculado como el producto del costo de la energía o no suministrada al mercado u obligada y, eventualmente, desplazada, según sea el caso, multiplicada por la cantidad esperada de esa energía, producto a su vez de la probabilidad de ocurrencia de la falla en el período que se considere (producto de probabilidades, en el caso de doble contingencia) por el valor medio de la potencia interrumpida y por la duración de la falla.

6.1.2.1 Costo de la energía

Los costos de energía considerados han sido:

1. **ENS**: 1200 usd/MWh[8]

2. **Energía obligada**: Costo marginal medio en horario de punta para los meses de invierno, 124 usd/MWh[9]

[8] Res. AN-1143-Elec. de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

[9] Anexo IV – Generación obligada y desplazada, Costos Marginales – con base en Caso REGMHTCB8.xls

COSTO MARGINAL DE DEMANDA [$/MWh]													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2008	198,33	201,15	199,63	268,77	262,72	211,23	204,16	200,65	194,18	189,75	178,97	182,29	**207,65**
2009	176,53	181,63	199,47	225,63	194,60	168,02	154,96	155,08	145,71	136,62	129,74	131,59	**166,63**
2010	130,73	137,58	141,86	159,91	156,50	140,21	133,54	135,88	131,08	132,39	127,01	127,40	**137,84**
2011	129,70	137,51	163,88	171,74	144,64	128,16	122,24	122,66	118,88	118,78	119,55	118,79	**133,04**
2012	119,57	128,17	152,69	179,37	149,90	118,17	112,88	107,84	99,09	100,78	99,20	108,15	**122,98**
2013	100,43	122,19	137,81	175,80	144,58	106,20	86,62	91,94	80,77	89,56	86,11	95,91	**109,83**
2014	114,21	128,75	138,43	155,65	137,67	115,47	103,04	105,61	94,03	95,97	87,78	110,50	**115,59**
2015	124,14	134,48	149,81	157,81	136,95	127,63	112,29	115,85	104,81	103,90	105,85	117,17	**124,22**
2016	125,72	140,34	153,94	163,38	146,98	123,20	117,10	119,04	110,82	112,06	110,02	122,24	**128,74**
2017	135,19	143,83	159,77	177,96	157,73	135,21	123,58	113,55	97,23	95,57	103,92	121,80	**130,44**
2018	121,91	142,16	162,04	189,11	167,12	131,53	100,35	102,96	86,46	91,68	84,77	112,10	**124,35**
2019	131,16	152,62	182,13	188,59	177,60	144,10	124,25	121,02	97,55	93,47	99,07	114,32	**135,49**
2020	140,06	158,88	183,03	200,91	187,94	149,54	139,65	140,28	108,76	110,40	114,50	129,64	**146,97**
2021	134,13	164,35	188,74	185,44	172,09	131,36	123,89	126,85	95,97	101,31	105,92	121,80	**137,65**
2022	141,75	158,87	191,48	224,62	186,55	141,46	123,21	129,76	100,27	110,73	110,30	132,19	**145,93**
Promedio	**134,90**	**148,83**	**166,98**	**188,31**	**168,24**	**138,10**	**125,45**	**125,93**	**111,04**	**112,20**	**110,85**	**123,06**	

Cuadro 3: Costo marginal, meses de invierno

3. **Energía desplazada**: ídem energía obligada, teniendo en cuenta que las centrales desplazadas son hidráulicas de pasada. Esta energía ha sido cuantificada para el cálculo como el 50% de la total obligada, a falta de conocimiento de los contratos que podrían estar en vigencia en esa época.

No se consideran en este análisis, por exceder el alcance del estudio, los impactos políticos y sociales de interrupciones totales en el Sistema de Transmisión originados por fallas de los equipos objeto de reposición, considerando la magnitud y extensión en el tiempo que dichas interrupciones pudieran tener.

6.1.2.2 Probabilidades de falla

Las probabilidades de que estas fallas sucedan dentro del período tarifario en estudio, teniendo en cuenta la fecha de puesta en servicio de cada equipo (y la doble contingencia en el caso de Mata de Nance y del transformador de aterrizaje de Chorrera), para cada año son:

Subestación	Identificación	Fecha de puesta en servicio	Probabilidad de falla (simple contingencia)			Probabilidad de falla (doble contingencia)		
			2010	2011	2012	2010	2011	2012
Llano Sánchez	T1	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Panamá	T2	30-Jun-76	53,3%	58,3%	63,1%	28,4%	33,9%	39,8%
Panamá	T3	30-Jun-82	25,2%	29,4%	33,8%	13,5%	17,1%	21,3%
Progreso	T1	30-Jun-75	58,3%	63,1%	67,7%	33,9%	39,8%	45,8%
Mata de Nance	T1	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Mata de Nance	T2	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Chorrera	T2	30-Jun-75	58,3%	63,1%	67,7%	33,9%	39,8%	45,8%
Llano Sánchez	TT1	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Mata de Nance	TT1	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Mata de Nance	TT2	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Chorrera	TT2	30-Jun-77	48,3%	53,3%	58,3%	23,4%	28,4%	33,9%

Cuadro 4: Transformadores - Probabilidades de falla

No se consideran las probabilidades de falla en 2009, no por no existir, sino, porque en ese caso la reposición sería decidida por razones de urgencia.

6.1.2.3 Energía no servida (ENS) y obligada y/o desplazada

El cuadro siguiente muestra la magnitud de la falla según su punto y fecha de ocurrencia, teniendo en cuenta, tanto la tasa de incremento anual de la demanda prevista, como las posibles reconfiguraciones del sistema, que incluyen hasta el traslado, transitorio o no, de transformadores de otras localidades cuyo servicio así lo permita o en donde el costo económico o estratégico de la falla sea menor.

Subestación	Identificación	Energía No Servida anual [MWh]				
		2009	2010	2011	2012	2013
Llano Sánchez	**T1**	74089	102308	134441	171617	213171
Panamá	**T2**	0	0	0	0	0
Panamá	**T3**	0	0	3703	98743	127248
Progreso	**T1**	0	0	0	0	0
Mata de Nance	**T1**	51429	51429	51429	51429	51429
Mata de Nance	**T2**	51429	51429	51429	51429	51429
Chorrera	**T2**	97134	123576	150603	177692	204797
Llano Sánchez	**TT1**	0	0	0	0	0
Mata de Nance	**TT1**	0	0	0	0	0
Mata de Nance	**TT2**	0	0	0	0	0
Chorrera	**TT2**	97134	123576	150603	177692	204797

Cuadro 5: Energía No Servida

La ENS inicial (2008) ha sido tomada para las S/E Llano Sánchez 115 kV, Progreso, Mata de Nance 34.5 kV y Chorrera 34.5 kV de las demandas registradas, por períodos de 15 minutos, en los 12 meses que van desde el 01/03/2007 al 29/02/2008[10], de las cuales se han restado las mismas demandas pero limitadas por la capacidad nominal en MVA del arrollamiento en falla de la tensión que corresponda multiplicado por el factor de potencia mínimo aceptado por el Reglamento de Transmisión (0.97).

Los gráficos que siguen muestran, a manera de ejemplo, lo que hubiera sucedido en caso de falla de un transformador en una semana típica en las S/E donde la situación es más crítica.

[10] Demanda anual por S/E.xls

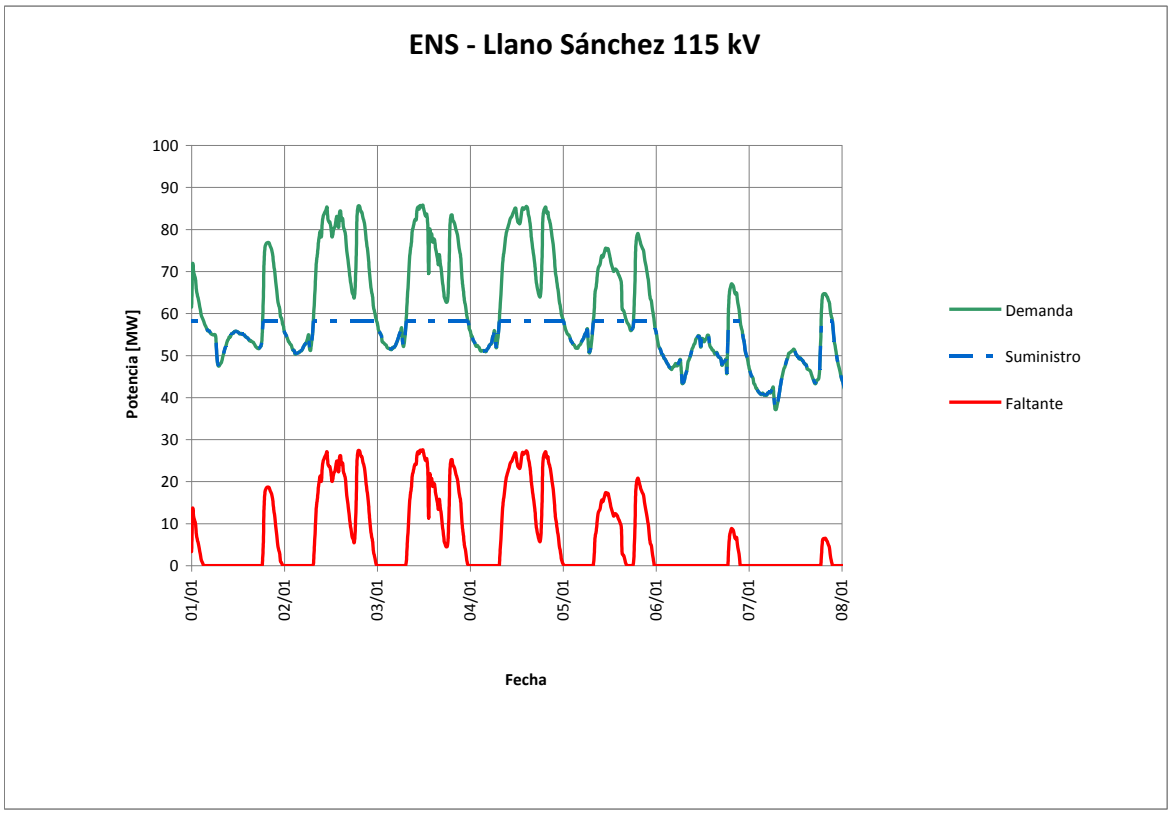


Gráfico 6: S/E Llano Sánchez 115 kV - ENS semana del 01/01/08 al 08/01/08

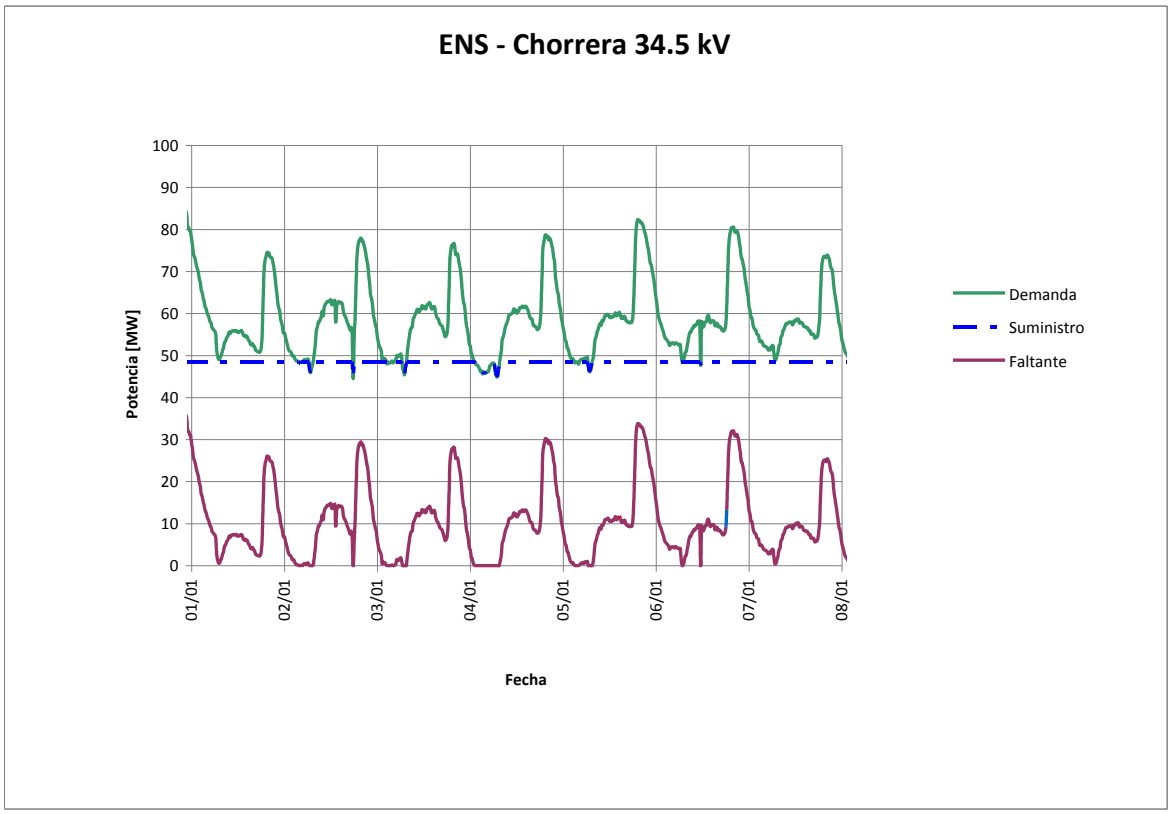


Gráfico 7: S/E Chorrera 34.5 kV - ENS semana del 01/01/08 al 08/01/08

Los valores iniciales de ENS han sido proyectados para el resto del período tarifario con base en las proyecciones de demanda suministradas por los agentes del sistema[11], para el PESIN/2008.

[11] Proyección de la demanda.xls

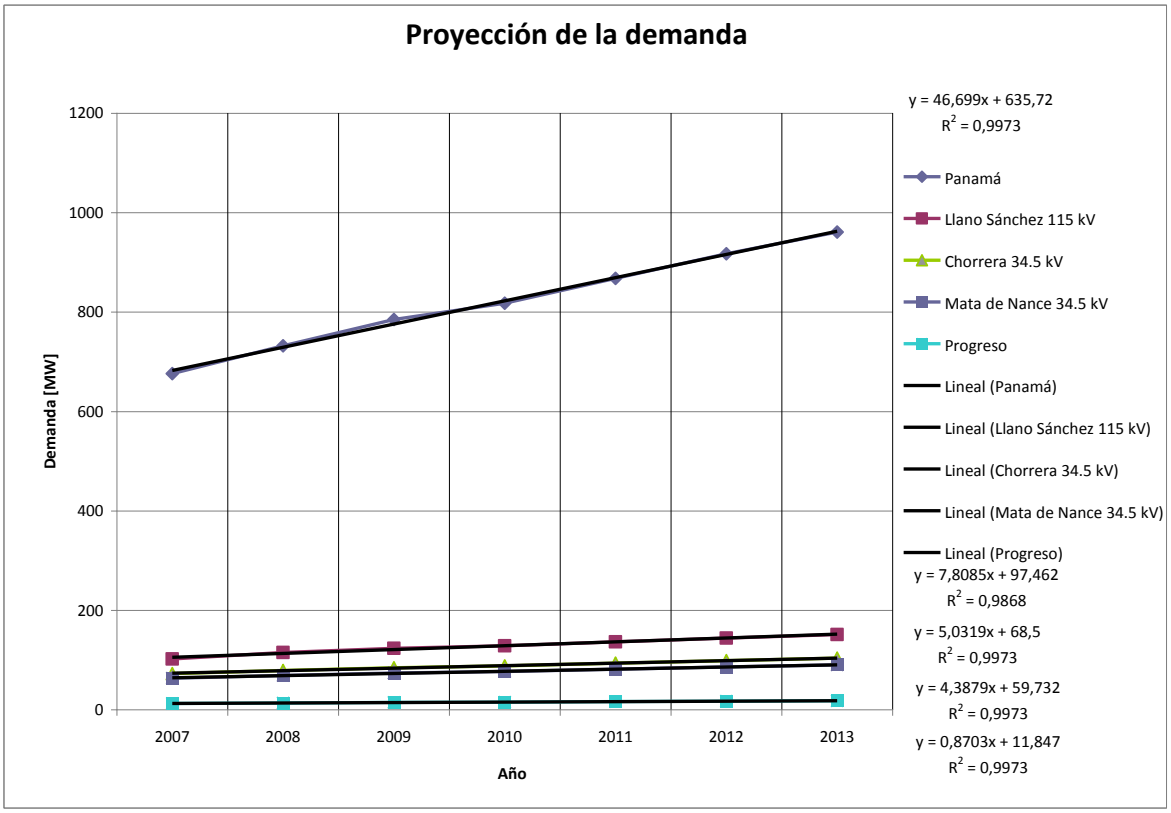


Gráfico 8: Proyección de la demanda

Las energías obligadas correspondientes a una falla en el T3 de la S/E Panamá y en el T2 de la S/E Mata de Nance han sido estimadas según los esquemas de flujo adjuntos[12], teniendo en cuenta el despacho económico que en cada caso corresponda.

6.1.2.4 Duración de la falla

Considerando que ninguno de los activos analizados tiene repuesto se ha considerado como duración de la falla el tiempo necesario para la puesta en servicio del nuevo transformador que reemplace al fallado desde que se decide solicitar su adquisición.

Las tareas a desarrollar para la adquisición, instalación y puesta en servicio de las reposiciones se pueden desagregar en tres etapas:

[12] Anexo IV – Generación obligada y desplazada

1) Proceso de compra:

    a. Elaboración de Pliegos de Especificaciones Técnicas y Condiciones Especiales.
    b. Preparación de Documentación para Compra.
    c. Publicación en Panamá Compra.
    d. Acto Público, Estudio de Ofertas, Adjudicación, Redacción y Firma del Contrato y Preparación de Documentación para Contraloría.
    e. Refrendo.

2) Fabricación y Pruebas en Fábrica:
3) Traslado y Puesta en Servicio:

    a. Transporte.
    b. Nacionalización.
    c. Puesta en Obra.
    d. Montaje (incluye desmontaje del equipo a reponer).
    e. Pruebas en Obra.

Los tiempos asignados a cada una de esas etapas pueden verse en los cronogramas adjuntos, con las siguientes particularidades:

1) **Proceso de compra**: los plazos, estimados por la Gerencia de Compras, corresponden a una compra programada normal por Acto Público, que requiere todos los pasos legales de un proceso de ese tipo y, dado el monto de la inversión, de un tiempo de publicación en Panamá Compra de 40 días calendario.

    En caso de compras no programadas (caso de falla no prevista del equipo, teniendo en cuenta que la situación podría ser considerada de emergencia nacional y la adquisición ser efectuada por compra directa), estos plazos podrían ser acortados en aproximadamente dos meses.

2) **Fabricación**: el plazo aproximado de entrega en fábrica desde la recepción de la orden de compra hasta el embarque del equipo, que por ser prototipo exige considerables trabajos de ingeniería de detalle y de preparación en fábrica, ha sido estimado en función de anteriores gestiones. Este plazo varía con su tamaño: seis meses para los transformadores de 5 MVA, un año para las unidades de 50 y 70 MVA y un año y medio para las unidades de 175 y 350 MVA.

3) **Traslado y Puesta en Servicio**: estos plazos son independientes de la modalidad de compra y del tamaño de la unidad.

Como se observa, el tiempo total desde que se decide la compra hasta la puesta en servicio del transformador (y por lo tanto de duración de la falla) es del orden de un año y medio para los transformadores de aterrizaje, de dos años para las unidades de potencia menores (S/E Llano Sánchez, Mata de Nance y Chorrera) y de dos años y medio para las mayores (S/E Panamá), si la compra es programada, y en todos los casos de unos dos meses menos si se trata de una emergencia.

6.1.2.5 Costo total

Para los costos de ENS y marginal considerados el VPN del costo de una falla, según la fecha en que se produzca, será:

Subestación	Identificación	Plazo de entrega	VPN costo de falla [USD]			
		Años	2010	2011	2012	Promedio
Llano Sánchez	**T1**	2,0	$ 110 977 374	$ 139 406 376	$ 160 843 016	**$ 137 075 589**
Panamá	**T2**	2,5	$ 0	$ 0	$ 0	**$ 0**
Panamá	**T3**	2,5	$ 4 381 164	$ 7 386 316	$ 9 427 485	**$ 7 064 988**
Progreso	**T1**	2,0	$ 0	$ 0	$ 0	**$ 0**
Mata de Nance	**T1**	2,0	$ 4 095 108	$ 4 276 515	$ 4 427 722	**$ 4 266 448**
Mata de Nance	**T2**	2,0	$ 4 095 108	$ 4 276 515	$ 4 427 722	**$ 4 266 448**
Chorrera	**T2**	2,0	$ 165 173 927	$ 187 186 395	$ 199 237 541	**$ 183 865 954**
Llano Sánchez	**TT1**	1,5	$ 0	$ 0	$ 0	**$ 0**
Mata de Nance	**TT1**	1,5	$ 0	$ 0	$ 0	**$ 0**
Mata de Nance	**TT2**	1,5	$ 0	$ 0	$ 0	**$ 0**
Chorrera	**TT2**	1,5	$ 48 080 992	$ 61 837 809	$ 76 020 368	**$ 61 979 723**

Cuadro 6: Costos de falla

Estos costos incluyen el de reposición del equipo fallado, actualizados al momento de su decisión de compra, es decir al del inicio de la falla.

6.1.3 Inversión

Los costos de inversión se han estimados con base en costos de suministro de licitaciones realizada durante el año 2007 en la Región Centroamericana, actualizados para el año 2009, mediante el índice que más adelante se indica, habiéndose tenido en cuenta, además, los siguientes renglones de costos:

Concepto	%	Observación
Montaje	6,04%	Sobre subtotal suministro
Contingencias	5,00%	Sobre total costo base
Diseño	2,00%	Sobre total costo base
Ingeniería	4,00%	
Administración	4,00%	
Inspección	3,00%	

Cuadro 7: Porcentajes de costos de inversión de reposición.

- Para el desmontaje del equipo a reponer se ha considerado un porcentaje igual al de instalación del equipo nuevo.

- Para la ingeniería, inspección y administración, los porcentajes corresponden a los estipulados en el Reglamento de Transmisión[13], mientras que para el diseño se considerado un punto porcentual inferior al estipulado.

6.1.3.1 Valor total actual

El valor total de inversión a precios actuales es:

Subestación	Identificación	Suministro (puesto en obra)	Desmontaje y Montaje	Subtotal	Contingencias	Diseño	Ingeniería	Inspección	Administración	Inversión total [USD]
		USD	12.08%	USD	5.00%	2.00%	4.00%	3.00%	4.00%	2009
Llano Sánchez	T1	**$ 1,238,141**	$ 149,567	**$ 1,387,708**	$ 69,385	$ 27,754	$ 55,508	$ 41,631	$ 55,508	**$ 1,637,496**
Panamá	T2	**$ 1,701,026**	$ 205,484	**$ 1,906,510**	$ 95,326	$ 38,130	$ 76,260	$ 57,195	$ 76,260	**$ 2,249,682**
Panamá	T3	**$ 2,164,943**	$ 261,525	**$ 2,426,468**	$ 121,323	$ 48,529	$ 97,059	$ 72,794	$ 97,059	**$ 2,863,232**
Progreso	T1	**$ 1,077,317**	$ 130,140	**$ 1,207,456**	$ 60,373	$ 24,149	$ 48,298	$ 36,224	$ 48,298	**$ 1,424,799**
Mata de Nance	T1	**$ 1,238,141**	$ 149,567	**$ 1,387,708**	$ 69,385	$ 27,754	$ 55,508	$ 41,631	$ 55,508	**$ 1,637,496**
Mata de Nance	T2	**$ 1,238,141**	$ 149,567	**$ 1,387,708**	$ 69,385	$ 27,754	$ 55,508	$ 41,631	$ 55,508	**$ 1,637,496**
Chorrera	T2	**$ 1,077,317**	$ 130,140	**$ 1,207,456**	$ 60,373	$ 24,149	$ 48,298	$ 36,224	$ 48,298	**$ 1,424,799**
Llano Sánchez	TT1	**$ 113,402**	$ 13,699	**$ 127,101**	$ 6,355	$ 2,542	$ 5,084	$ 3,813	$ 5,084	**$ 149,979**
Mata de Nance	TT1	**$ 113,402**	$ 13,699	**$ 127,101**	$ 6,355	$ 2,542	$ 5,084	$ 3,813	$ 5,084	**$ 149,979**
Mata de Nance	TT2	**$ 113,402**	$ 13,699	**$ 127,101**	$ 6,355	$ 2,542	$ 5,084	$ 3,813	$ 5,084	**$ 149,979**
Chorrera	TT2	**$ 113,402**	$ 13,699	**$ 127,101**	$ 6,355	$ 2,542	$ 5,084	$ 3,813	$ 5,084	**$ 149,979**

Cuadro 8: Transformadores - Inversión actual

[13] Reglamento de Transmisión, Art. 179.

6.1.3.2 Inversión diferida

Considerando una tasa de aumento de precios de transformadores según el PPI[14] del 3,0925% (variación media registrada en el período 1975-2007) el valor de dicha inversión, de diferirse su compra, sería:

Subestación	Identificación	Inversión total [USD]	Inversión diferida (fecha estimada de emisión de O/C: julio de cada período) [USD]			
		2009	2010	2011	2012	2013
Llano Sánchez	T1	$ 1,637,496	$ 1,740,341	$ 1,794,161	$ 1,849,645	$ 1,906,846
Panamá	T2	$ 2,249,682	$ 2,390,976	$ 2,464,917	$ 2,541,145	$ 2,619,730
Panamá	T3	$ 2,863,232	$ 3,043,061	$ 3,137,168	$ 3,234,184	$ 3,334,202
Progreso	T1	$ 1,424,799	$ 1,514,285	$ 1,561,114	$ 1,609,392	$ 1,659,162
Mata de Nance	T1	$ 1,637,496	$ 1,740,341	$ 1,794,161	$ 1,849,645	$ 1,906,846
Mata de Nance	T2	$ 1,637,496	$ 1,740,341	$ 1,794,161	$ 1,849,645	$ 1,906,846
Chorrera	T2	$ 1,424,799	$ 1,514,285	$ 1,561,114	$ 1,609,392	$ 1,659,162
Llano Sánchez	TT1	$ 149,979	$ 159,398	$ 164,328	$ 169,410	$ 174,649
Mata de Nance	TT1	$ 149,979	$ 159,398	$ 164,328	$ 169,410	$ 174,649
Mata de Nance	TT2	$ 149,979	$ 159,398	$ 164,328	$ 169,410	$ 174,649
Chorrera	TT2	$ 149,979	$ 159,398	$ 164,328	$ 169,410	$ 174,649

Cuadro 9: Transformadores - Inversión diferida

6.1.3.3 Flujos de desembolsos

A los efectos de los flujos de fondos se ha considerado para transformadores de potencia el pago del un anticipo del 30% de su costo con la O/C, otro 30% a mitad del plazo de entrega, otro 20% al finalizar la fabricación, un 10% a la recepción y el 10% restante a su llegada a obra.

Para los de aterrizaje se ha previsto un anticipo con la O/C del 30%, un 50% a la finalización de la fabricación, un 10% a la recepción y el 10% restante a su llegada a obra.

[14] Índices PPI.xls, Producer Price Index, Electric Power and Specialty Transformer Mfg, publicado por el Bureau of Labor Statistics del Department of Labor de los EEUU.

ETAPA	Mes																							Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Diseño	$ 24,149																								$ 24,149
Ingeniería		$ 48,298																							$ 48,298
Administración			$ 8,050	$ 8,050	$ 8,050	$ 8,050	$ 8,050	$ 8,050	Refrendo																$ 48,298
Suministro											$ 323,195					$ 323,195					$ 215,463	$ 107,732	$ 107,732		$ 1,077,317
Instalación																								$ 130,140	$ 130,140
Inspección																						$ 12,075		$ 24,149	$ 36,224
Contingencias																								$ 60,373	$ 60,373
VPN	$ 24,149	$ 48,298	$ 8,050	$ 8,050	$ 8,050	$ 8,050	$ 8,050	$ 8,050	$ 0	$ 0	$ 323,195	$ 0				$ 323,195	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 215,463	$ 119,806	$ 107,732	$ 214,662	$ 1,424,799

Cuadro 10: Cronograma de desembolsos típico - Transformador 50 MVA

ETAPA	Mes																							Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Diseño	$ 27,754																								$ 27,754
Ingeniería		$ 55,508																							$ 55,508
Administración			$ 9,251	$ 9,251	$ 9,251	$ 9,251	$ 9,251	$ 9,251	Refrendo																$ 55,508
Suministro											$ 371,442					$ 371,442					$ 247,628	$ 123,814	$ 123,814		$ 1,238,141
Instalación																								$ 149,567	$ 149,567
Inspección																						$ 13,877		$ 27,754	$ 41,631
Contingencias																								$ 69,385	$ 69,385
VPN	$ 27,754	$ 55,508	$ 9,251	$ 9,251	$ 9,251	$ 9,251	$ 9,251	$ 9,251	$ 0	$ 0	$ 371,442	$ 0				$ 371,442	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 247,628	$ 137,691	$ 123,814	$ 246,707	$ 1,637,496

Cuadro 11: Cronograma de desembolsos típico - Transformador 70 MVA

ETAPA	Mes																											Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Diseño	$ 38,130																														$ 38,130
Ingeniería		$ 76,260																													$ 76,260
Administración			$ 12,710	$ 12,710	$ 12,710	$ 12,710	$ 12,710	$ 12,710	Refrendo																						$ 76,260
Suministro											$ 510,308								$ 510,308								$ 340,205	$ 170,103	$ 170,103		$ 1,701,026
Instalación																														$ 205,484	$ 205,484
Inspección																												$ 19,065		$ 38,130	$ 57,195
Contingencias																														$ 95,326	$ 95,326
VPN	$ 38,130	$ 76,260	$ 12,710	$ 12,710	$ 12,710	$ 12,710	$ 12,710	$ 12,710	$ 0	$ 0	$ 510,308	$ 0				$ 0	$ 0	$ 0	$ 510,308	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 340,205	$ 189,168	$ 170,103	$ 338,940	$ 2,249,682

Cuadro 12: Cronograma de desembolsos típico - Transformador 175 MVA

ETAPA	Mes																											Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Diseño	$ 48,529																														$ 48,529
Ingeniería		$ 97,059																													$ 97,059
Administración			$ 16,176	$ 16,176	$ 16,176	$ 16,176	$ 16,176	$ 16,176	Refrendo																						$ 97,059
Suministro											$ 649,483								$ 649,483								$ 432,989	$ 216,494	$ 216,494		$ 2,164,943
Instalación																														$ 261,525	$ 261,525
Inspección																												$ 24,265		$ 48,529	$ 72,794
Contingencias																														$ 121,323	$ 121,323
VPN	$ 48,529	$ 97,059	$ 16,176	$ 16,176	$ 16,176	$ 16,176	$ 16,176	$ 16,176	$ 0	$ 0	$ 649,483	$ 0				$ 0	$ 0	$ 0	$ 649,483	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 432,989	$ 240,759	$ 216,494	$ 431,378	$ 2,863,232

Cuadro 13: Cronograma de desembolsos típico - Transformador 350 MVA

ETAPA	Mes																		Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Diseño	$ 2,542																		$ 2,542
Ingeniería		$ 5,084																	$ 5,084
Administración			$ 847	$ 847	$ 847	$ 847	$ 847	$ 847	Refrendo										$ 5,084
Suministro											$ 34,021				$ 56,701	$ 11,340	$ 11,340		$ 113,402
Instalación																		$ 13,699	$ 13,699
Inspección																$ 1,271		$ 2,542	$ 3,813
Contingencias																		$ 6,355	$ 6,355
VPN	$ 2,542	$ 5,084	$ 847	$ 847	$ 847	$ 847	$ 847	$ 847	$ 0	$ 0	$ 34,021	$ 0	$ 0	$ 0	$ 56,701	$ 12,611	$ 11,340	$ 22,596	$ 149,979

Cuadro 14: Cronograma de desembolsos típico - Transformador de aterrizaje 5 MVA

6.1.4 Resultados económicos

El cuadro siguiente compara, para una tasa de descuento del 12%, el valor presente neto de la inversión, según el cronograma de desembolsos indicado, con el del costo medio de la falla que ocasionaría la no reposición del activo, indicando además los resultados económicos de cada inversión.

Dado que los beneficios de la reposición (costo evitado de falla) varían según el año en que ésta se produzca, en el cuadro se presentan los valores para cada año, mientras que los cálculos y el promedio.

Subestación	Identificación	VPN inversión total	VPN costo de falla [USD]				VPN neto [USD]	TIR				Relación Beneficio/Costo promedio
		USD	2010	2011	2012	Promedio	Promedio	2010	2011	2012	Promedio	
Llano Sánchez	T1	$ 1,388,499	$ 110,987,440	$ 139,415,585	$ 160,851,441	$ 137,084,822	$ 135,696,324	635%	305%	203%	381%	98.73
Panamá	T2	$ 1,883,178	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	-$ 1,883,178	0%	0%	0%	0%	0.00
Panamá	T3	$ 2,350,318	$ 4,397,745	$ 7,401,485	$ 9,441,364	$ 7,080,198	$ 4,729,880	64%	71%	64%	67%	3.01
Progreso	T1	$ 1,208,144	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	-$ 1,208,144	0%	0%	0%	0%	0.00
Mata de Nance	T1	$ 1,388,499	$ 4,105,174	$ 4,285,725	$ 4,436,147	$ 4,275,682	$ 2,887,183	169%	80%	56%	102%	3.08
Mata de Nance	T2	$ 1,388,499	$ 4,105,174	$ 4,285,725	$ 4,436,147	$ 4,275,682	$ 2,887,183	169%	80%	56%	102%	3.08
Chorrera	T2	$ 1,208,144	$ 165,182,686	$ 187,194,408	$ 199,244,872	$ 183,873,989	$ 182,665,844	729%	338%	219%	429%	152.20
Llano Sánchez	TT1	$ 130,868	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	-$ 130,868	0%	0%	0%	0%	0.00
Mata de Nance	TT1	$ 130,868	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	-$ 130,868	0%	0%	0%	0%	0.00
Mata de Nance	TT2	$ 130,868	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	-$ 130,868	0%	0%	0%	0%	0.00
Chorrera	TT2	$ 130,868	$ 48,081,971	$ 61,838,704	$ 76,021,187	$ 61,980,621	$ 61,849,752	948%	432%	279%	553%	473.61

Cuadro 15: Resultados económicos

6.1.5 Priorización de reposiciones de transformadores.

La reposición fundamentada exclusivamente en razones económicas, prioriza los transformadores cuya falla ocasione mayores perjuicios. Por su parte, tanto la relación Beneficio/Costo, como la rentabilidad de marcan diferentes prelaciones.

Subestación	Identificación	Costo de falla Promedio [USD]	Relación Beneficio/Costo promedio	TIR PROMEDIO
Chorrera	T2	1	2	2
Llano Sánchez	T1	2	3	3
Chorrera	TT2	3	1	1
Panamá	T3	4	4	5
Mata de Nance	T1	5	4	4
Mata de Nance	T2	5	4	4

Cuadro 16: Alternativas de orden de reposiciones, según resultados económicos

Sin embargo, los trabajos propios de desmontaje y reemplazos presentan otras condicionantes que ameritan considerarse para determinar la programación de estas reposiciones.

Por ejemplo, la reposición del T3 de la S/E Panamá debe ser coordinada con la instalación del T4 de la misma S/E. Para garantizar la continuidad del servicio, se recomienda aumentar primero la capacidad instalada de transformación, antes de la reposición. Diferir la reposición del T3 tendría además la ventaja de poder sacarlo de servicio sin tener que recurrir a generación obligada, de efectuarse el cambio en invierno, ya que con el T4 en operación la capacidad de la S/E aseguraría el paso de toda la generación hidroeléctrica que pudiera ser requerida por un despacho económico.

El cuadro siguiente muestra la programación recomendada, tanto de las reposiciones de transformadores justificados, como de las adiciones de expansión, requeridas para atender el crecimiento de la demanda. Es importante destacar que se recomienda priorizar la entrada de los equipos nuevos, para luego realizar las reposiciones, debido a que en subestaciones como Chorrera, Panamá y Llano Sánchez, la demanda existente y en crecimiento, excede la capacidad de transformación que podría ser atendida por la subestación, durante los trabajos de reposición de los transformadores.

Subestación	2009	2010	2011	2012	2013
Chorrera				T-3	T-2 y TT-2
Panamá				T-4	T-3
Mata D. Nance				T-2	
LL. Sanchez			T-3	T-1	

Expansión
Reposición

Cuadro 17: Cronograma de reposición recomendado de transformadores

El siguiente cuadro muestra los flujos de desembolsos del plan de reposición de transformadores recomendado.

TRANSFORMADOR	2,009	2,010		2,011		2,012		2,013	TOTAL
	2° Sem.	1° Sem.	2° Sem.	1° Sem.	2° Sem.	1° Sem.	2° Sem.	1° Sem.	
T1 Llano Sánchez	$ 0		$ 120,268	$ 389,945	$ 371,442	$ 755,840	$ 0	$ 0	$ 1,637,496
T2 Mata de Nance	$ 0	$ 0	$ 0	$ 120,268	$ 389,945	$ 371,442	$ 755,840	$ 0	$ 1,637,496
T2 Chorrera					$ 104,646	$ 339,294	$ 323,195	$ 657,663	$ 1,424,799
TT2 Chorrera	$ 0	$ 0				$ 11,015	$ 35,715	$ 103,248	$ 149,979
T3 Panamá	$ 0	$ 0	$ 0	$ 210,294	$ 681,836	$ 0	$ 649,483	$ 1,321,619	$ 2,863,232
TOTAL	$ 0	$ 0	$ 120,268	$ 720,507	$ 1,547,869	$ 1,477,593	$ 1,764,233	$ 2,082,531	$ 7,713,001

Cuadro 18: Transformadores – Cronograma de inversiones

6.2 Interruptores

6.2.1 Consecuencias de las fallas

6.2.1.1 Interruptores de líneas y transformadores

Dado el esquema de interruptor y medio utilizado en los patios de 115 kV, los efectos de la falla de un interruptor varían según su posición:

En caso de falla de un interruptor de barra (falla en la apertura ordenada por la protección de alguna salida), lo que sucederá es la pérdida de la barra asociada por operación de las protecciones de falla de interruptor (BF), pérdida que durará hasta que se solucione el problema que originó la actuación de la primera protección.

Esto, en el caso de Mata de Nance (interruptores 11A12, 11B12, 11A22 y 11B22), ocasionará la salida de servicio de los transformadores, conectados directamente a barras sin interruptor propio. Dado que el patio de 115 kV de la Subestación Mata del Nance tiene como primordial objetivo el transportar la generación proveniente de las actuales plantas de La Estrella y Los Valles y futuras de Algarrobo y Mendre a través de la subestación Caldera, utilizando para ello las líneas de transmisión 115-16 y la 115-15, este objetivo se verá malogrado.

Algo similar ocurrirá en caso de falla de los interruptores 11A12 y 11A22 de Llano Sánchez, con pérdida total de la carga de los transformadores tanto en 115 como en 34.5 kV.

En el caso de la S/E Panamá, la consecuencia de la falla de alguno de los interruptores de barra (11A22, 11A52 o 11A62) será la salida de servicio de los bancos de capacitores N° 1 y 2, necesarios para el control de la tensión del sistema.

En caso de falla de un interruptor central la consecuencia será la pérdida de la salida asociada. En la S/E Panamá, por ejemplo, las fallas de los interruptores 11M52 o 11M62 en ocasión de un problema en las líneas 115-10 o 115-9 desconectarían, respectivamente, los transformadores T2 y T1, sacando por el tiempo de duración de la falla de la línea 175 MW del sistema.

6.2.1.2 Interruptores de equipos para control de voltaje

La falla de estos interruptores provocaría serios trastornos en la calidad del servicio, dado que inhabilitaría equipos de control de voltaje destinados a mantener la tensión dentro del rango de valores aceptables.

A diferencia de los interruptores de protección y operación de líneas y transformadores, de actuación esporádica, los interruptores para comando de reactores y bancos de capacitores deben operar varias veces al día, según lo requiera el control de voltaje del sistema. Esto resulta gravoso para las cámaras de interrupción, y más aún si se tiene en cuenta que la carga que deben desconectar es reactiva pura, con todo lo que eso implica de reducción de vida útil de los contactos por comparación con un interruptor común.

Respecto del interruptor 3AR de la S/E Llano Sánchez, en particular, cuya función es la de operación del único reactor de esa S/E, debe tenerse en cuenta además que si bien su fabricante produce equipos para comando de capacitores (no reactores), éste es un seccionalizador, diseñado sólo para protección de sistemas de distribución, preferentemente en esquemas de interruptor principal y de reserva[15,] y no para conexión y desconexión diaria y permanente de cargas reactivas puras.

6.2.2 Costos de falla

Resulta difícil evaluar en términos económicos el costo de la falla de un interruptor, dada la multiplicidad de situaciones en la que puede ocurrir, y más teniendo en cuenta que el simple costo de la ENS, de carácter meramente punitivo, no refleja el verdadero perjuicio que un disturbio de este tipo causa en el sistema.

Se indican a continuación, no obstante, algunos parámetros que permiten evaluar, al menos conceptualmente, la magnitud de la perturbación.

6.2.2.1 Probabilidades de falla

Las probabilidades de que una falla ocurra, en función de la antigüedad de cada interruptor, son:

[15] http://www.joslynhivoltage.com/PDFFiles/db750-321vbmtransfer.pdf

Subestación	Identificación	Fecha de compra	Probabilidad de falla (2009-2013)	
			Simple contingencia	Doble contingencia
Llano Sánchez	11A12	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Llano Sánchez	11B12	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Llano Sánchez	11A22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Llano Sánchez	3ATA	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Llano Sánchez	3R1	31-Dic-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11B12	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11A12	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11A22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11M22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11B22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	3ATA	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	3A22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Panamá	11A22	30-Jun-83	73,4%	53,9%
Panamá	11M52	30-Jun-76	93,3%	87,1%
Panamá	11A52	30-Jun-76	93,3%	87,1%
Panamá	11A62	30-Jun-76	93,3%	87,1%
Panamá	11M62	30-Jun-76	93,3%	87,1%

Cuadro 19: Interruptores – Probabilidades de falla

Como puede observarse, la probabilidad de falla de los dos interruptores (doble contingencia) de una salida, con lo que la misma quedaría anulada, es muy alta.

6.2.2.2 Duración de la falla

Se estima que el tiempo necesario para identificar una falla (de línea, por ejemplo), aislar el interruptor fallado y reponer el servicio no debería exceder de dos horas.

Pero hecho esto y considerando que no hay en las S/E interruptores de repuesto, la funcionalidad del esquema de interruptor y medio quedaría anulada por el lapso necesario para la compra e instalación de un nuevo interruptor de reemplazo, tiempo estimado, en función del plazo de entrega en fábrica de estos equipos, prácticamente inmediato, en unos nueve meses, considerando, por comparación con el esquema de compra de un transformador descripto en 6.1.2.4, que por el monto de la compra el plazo de publicación en Panamá Compra se reduciría a 5 días laborables y que algunos otros plazos podrían también reducirse, según se indica en el cronograma de trabajos típico que se muestra más adelante.

Durante todo ese tiempo la falla del segundo interruptor de la salida (doble contingencia) dejaría a ésta fuera de servicio.

6.2.2.3 Costos de Reposición

Los precios unitarios considerados para cada equipo son los utilizados para el PESIN/2008, actualizados para el inicio del período tarifario (2009) mediante el índice que más adelante se indica, habiéndose tenido en cuenta, además del suministro, los siguientes costos:

CONCEPTO	%	OBSERVACIÓN
Herrajes, Estructuras y Soportes	25.25%	Sobre suministro de equipo
Cables, Conductores, Ductos, etc.	12.99%	
Montaje	6.04%	Sobre total de suministro
Contingencia	5.00%	Sobre costo base
Diseño	2.00%	
Ingeniería	4.00%	
Administración	4.00%	
Inspección	3.00%	

Cuadro 20: Costos varios

- Para el desmontaje del equipo a reponer se ha considerado un porcentaje igual al de instalación del equipo nuevo.

- Para la ingeniería, inspección y administración se han considerado los porcentajes estipulados en el Reglamento de Transmisión[16], mientras que para el diseño se ha considerado un punto porcentual inferior al estipulado.

El valor total de inversión a precio actual es:

[16] Reglamento de Transmisión, Art. 179.

Subestación	Identificación	Suminstro (puesto en obra)	Herrajes, estructuras y soportes	Cables, conductores, ductos, etc.	Subtotal	Desmontaje y Montaje	Subtotal	Contingencias	Diseño	Ingeniería	Inspección	Administración	Inversión total [USD]
		USD	25.25%	12.99%	USD	12.08%	USD	5.00%	2.00%	4.00%	3.00%	4.00%	2009
Llano Sánchez	11A12	**$ 75,840**	$ 19,150	$ 9,852	**$ 104,842**	$ 12,665	**$ 117,507**	$ 5,875	$ 2,350	$ 4,700	$ 3,525	$ 4,700	**$ 138,658**
Llano Sánchez	11B12	**$ 75,840**	$ 19,150	$ 9,852	**$ 104,842**	$ 12,665	**$ 117,507**	$ 5,875	$ 2,350	$ 4,700	$ 3,525	$ 4,700	**$ 138,658**
Llano Sánchez	11A22	**$ 75,840**	$ 19,150	$ 9,852	**$ 104,842**	$ 12,665	**$ 117,507**	$ 5,875	$ 2,350	$ 4,700	$ 3,525	$ 4,700	**$ 138,658**
Llano Sánchez	3ATA	**$ 47,931**	$ 12,103	$ 6,226	**$ 66,260**	$ 8,004	**$ 74,264**	$ 3,713	$ 1,485	$ 2,971	$ 2,228	$ 2,971	**$ 87,632**
Llano Sánchez	3R1	**$ 47,931**	$ 12,103	$ 6,226	**$ 66,260**	$ 8,004	**$ 74,264**	$ 3,713	$ 1,485	$ 2,971	$ 2,228	$ 2,971	**$ 87,632**
Mata de Nance	11B12	**$ 75,840**	$ 19,150	$ 9,852	**$ 104,842**	$ 12,665	**$ 117,507**	$ 5,875	$ 2,350	$ 4,700	$ 3,525	$ 4,700	**$ 138,658**
Mata de Nance	11A12	**$ 75,840**	$ 19,150	$ 9,852	**$ 104,842**	$ 12,665	**$ 117,507**	$ 5,875	$ 2,350	$ 4,700	$ 3,525	$ 4,700	**$ 138,658**
Mata de Nance	11A22	**$ 75,840**	$ 19,150	$ 9,852	**$ 104,842**	$ 12,665	**$ 117,507**	$ 5,875	$ 2,350	$ 4,700	$ 3,525	$ 4,700	**$ 138,658**
Mata de Nance	11M22	**$ 75,840**	$ 19,150	$ 9,852	**$ 104,842**	$ 12,665	**$ 117,507**	$ 5,875	$ 2,350	$ 4,700	$ 3,525	$ 4,700	**$ 138,658**
Mata de Nance	11B22	**$ 75,840**	$ 19,150	$ 9,852	**$ 104,842**	$ 12,665	**$ 117,507**	$ 5,875	$ 2,350	$ 4,700	$ 3,525	$ 4,700	**$ 138,658**
Mata de Nance	3ATA	**$ 47,931**	$ 12,103	$ 6,226	**$ 66,260**	$ 8,004	**$ 74,264**	$ 3,713	$ 1,485	$ 2,971	$ 2,228	$ 2,971	**$ 87,632**
Mata de Nance	3A22	**$ 47,931**	$ 12,103	$ 6,226	**$ 66,260**	$ 8,004	**$ 74,264**	$ 3,713	$ 1,485	$ 2,971	$ 2,228	$ 2,971	**$ 87,632**
Panamá	11A22	**$ 75,840**	$ 19,150	$ 9,852	**$ 104,842**	$ 12,665	**$ 117,507**	$ 5,875	$ 2,350	$ 4,700	$ 3,525	$ 4,700	**$ 138,658**
Panamá	11M52	**$ 75,840**	$ 19,150	$ 9,852	**$ 104,842**	$ 12,665	**$ 117,507**	$ 5,875	$ 2,350	$ 4,700	$ 3,525	$ 4,700	**$ 138,658**
Panamá	11A52	**$ 75,840**	$ 19,150	$ 9,852	**$ 104,842**	$ 12,665	**$ 117,507**	$ 5,875	$ 2,350	$ 4,700	$ 3,525	$ 4,700	**$ 138,658**
Panamá	11A62	**$ 75,840**	$ 19,150	$ 9,852	**$ 104,842**	$ 12,665	**$ 117,507**	$ 5,875	$ 2,350	$ 4,700	$ 3,525	$ 4,700	**$ 138,658**
Panamá	11M62	**$ 75,840**	$ 19,150	$ 9,852	**$ 104,842**	$ 12,665	**$ 117,507**	$ 5,875	$ 2,350	$ 4,700	$ 3,525	$ 4,700	**$ 138,658**

Cuadro 21: Interruptores – Costo de inversión actual

6.2.2.4 Inversión diferida

Considerando una tasa de aumento de precios de interruptores según el PPI[17] del 1,1206% (variación media registrada en el período 1975-2007) el valor de dicha inversión, de diferirse su compra, sería:

Subestación	Identificación	Inversión total [USD]	Inversión diferida (fecha estimada de emisión de O/C: julio de cada período) [USD]			
		2009	2010	2011	2012	2013
Llano Sánchez	11A12	**$ 138,658**	$ 141,783	$ 143,372	$ 144,978	$ 146,603
Llano Sánchez	11B12	**$ 138,658**	$ 141,783	$ 143,372	$ 144,978	$ 146,603
Llano Sánchez	11A22	**$ 138,658**	$ 141,783	$ 143,372	$ 144,978	$ 146,603
Llano Sánchez	3ATA	**$ 87,632**	$ 89,607	$ 90,611	$ 91,626	$ 92,653
Llano Sánchez	3R1	**$ 87,632**	$ 89,607	$ 90,611	$ 91,626	$ 92,653
Mata de Nance	11B12	**$ 138,658**	$ 141,783	$ 143,372	$ 144,978	$ 146,603
Mata de Nance	11A12	**$ 138,658**	$ 141,783	$ 143,372	$ 144,978	$ 146,603
Mata de Nance	11A22	**$ 138,658**	$ 141,783	$ 143,372	$ 144,978	$ 146,603
Mata de Nance	11M22	**$ 138,658**	$ 141,783	$ 143,372	$ 144,978	$ 146,603
Mata de Nance	11B22	**$ 138,658**	$ 141,783	$ 143,372	$ 144,978	$ 146,603
Mata de Nance	3ATA	**$ 87,632**	$ 89,607	$ 90,611	$ 91,626	$ 92,653
Mata de Nance	3A22	**$ 87,632**	$ 89,607	$ 90,611	$ 91,626	$ 92,653
Panamá	11A22	**$ 138,658**	$ 141,783	$ 143,372	$ 144,978	$ 146,603
Panamá	11M52	**$ 138,658**	$ 141,783	$ 143,372	$ 144,978	$ 146,603
Panamá	11A52	**$ 138,658**	$ 141,783	$ 143,372	$ 144,978	$ 146,603
Panamá	11A62	**$ 138,658**	$ 141,783	$ 143,372	$ 144,978	$ 146,603
Panamá	11M62	**$ 138,658**	$ 141,783	$ 143,372	$ 144,978	$ 146,603

Cuadro 22: Interruptores – Inversión diferida

[17] Índices PPI.xls, Producer Price Index, Power circuit breakers, all voltages, publicado por el Bureau of Labor Statistics del Department of Labor de los EEUU.

6.2.2.5 Flujos de desembolsos

A los efectos de los flujos de fondos se ha considerado para interruptores el pago de un anticipo del 30% de su costo con la O/C y el 70% restante a la recepción.

ETAPA	Mes									Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Diseño	$ 2,350									$ 2,350
Ingeniería	$ 4,700									$ 4,700
Administración		$ 1,175	$ 1,175	$ 1,175	$ 1,175	Refrendo				$ 4,700
Suministro							$ 22,752	$ 53,088		$ 75,840
Estructuras, herrajes, etc.								$ 19,150		$ 19,150
Conductores, ductos, etc.									$ 9,852	$ 9,852
Instalación									$ 12,665	$ 12,665
Inspección								$ 1,763	$ 1,763	$ 3,525
Contingencias								$ 2,938	$ 2,938	$ 5,875
Total	$ 7,050	$ 1,175	$ 1,175	$ 1,175	$ 1,175	$ 0	$ 22,752	$ 76,938	$ 27,217	$ 138,658

Cuadro 23: Cronograma de desembolsos típico - Interruptor de 115 kV

ETAPA	Mes									Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Diseño	$ 1,485									$ 1,485
Ingeniería	$ 2,971									$ 2,971
Administración		$ 743	$ 743	$ 743	$ 743	Refrendo				$ 2,971
Suministro							$ 14,379	$ 33,552		$ 47,931
Estructuras, herrajes, etc.								$ 12,103		$ 12,103
Conductores, ductos, etc.									$ 6,226	$ 6,226
Instalación									$ 8,004	$ 8,004
Inspección								$ 1,114	$ 1,114	$ 2,228
Contingencias								$ 1,857	$ 1,857	$ 3,713
Total	$ 4,456	$ 743	$ 743	$ 743	$ 743	$ 0	$ 14,379	$ 48,625	$ 17,201	$ 87,632

Cuadro 24: Cronograma de desembolsos típico - Interruptor de 34.5 kV

6.2.3 Esquema de los reemplazos de interruptores

Si bien es difícil cuantificar económicamente el perjuicio que la falla de cada interruptor puede producir, la alta probabilidad de ocurrencia que trae aparejada su antigüedad, su obsolescencia, por falta de repuestos y por razones técnicas, y el hecho de que no haya en ETESA interruptores de repuesto que permitan salvar el plazo de aproximadamente 3 meses que llevaría su reposición, hacen aconsejable el reemplazo total de los mismos.

Es importante señalar que es aconsejable la inversión en un interruptor de repuesto de 115 kV para cada subestación.

La reposición de los siguientes equipos es indispensable:

- El interruptor 11A22 de la S/E Panamá, por su estado.
- El de los tres interruptores en gran volumen de aceite de 34.5 kV.
- Los interruptores de 34.5 KV para equipos de control de reactivo.

Para garantizar la confiabilidad del sistema, ETESA utiliza en la mayoría de sus subestaciones el esquema de interruptor y medio. De ocurrir un daño permanente en un interruptor que amerite su reemplazo colocaría al sistema en una situación de riesgo, puesto que se perdería el criterio de N-1, durante el período que tome el reemplazo del interruptor afectado, con la posibilidad de que durante el tiempo que tome el reemplazo del interruptor, ocurriese una falla en los interruptores sin respaldo, enfrentando una doble contingencia en la nave en donde ocurrió la avería del primer interruptor, dejando fuera de servicio líneas de distribución y, por consiguiente, presentándose ENS en las áreas asociadas a estos equipos.

En el siguiente cuadro se presenta el año de reposición recomendada de los interruptores analizados, determinados en función de los años de explotación, priorizándose los de mayor edad y magnitud de demanda atendida.

Subestación	Tensión	Año de Reposición				
		2009	2010	2011	2012	2013
Panamá	115 kV		11M52			
Panamá	115 kV		11A52			
Panamá	115 kV		11A62			
Panamá	115 kV		11M62			
Panamá	115 kV		11A22			
Mata de Nance	115 kV			11B12		
Mata de Nance	115 kV			11A12		
Mata de Nance	115 kV			11A22		
Mata de Nance	115 kV			11M22		
Mata de Nance	115 kV			11B22		
Mata de Nance	34.5kV			3ATA		
Mata de Nance	34.5kV			3A2		
Llano Sánchez	115 kV			11A12		
Llano Sánchez	115 kV			11B12		
Llano Sánchez	115 kV			11A22		
Llano Sánchez	34.5kV			3ATA		
Llano Sánchez	34.5kV			3AR		

Cuadro 25: Cronograma de Reemplazo de Interruptores de 115Kv y 34.5Kv.

7 COSTOS DE LOS EQUIPOS A REPONER

A continuación se presenta la metodología y lo resultados de los costos de inversión original estimada de los activos a reponer y los valores netos a la fecha de reposición recomendada.

7.1 Metodología para estimar costos de inversión originales.

La metodología utilizada, para el cálculo del costo de inversión original estimada del equipo a la fecha de puesta en operación, y el cálculo del valor neto estimado a la fecha de reposición se basa en la utilización de precios actuales y porcentajes de costos de montaje e instalación históricos, deflactados con índice de precios de producción o fábrica de equipos eléctricos específicos. A continuación se describen los procesos de cálculo.

1. Los costos directos (suministro, cables, conductores, ductos, etc.; Herrajes, Estructuras y Soportes; Montaje y Obras Civiles Generales) se estimaron con base en los precios de inversión del PESIN/2008.
2. Los costos indirectos de diseño, ingeniería, inspección y administración se estimaron utilizando porcentajes de costos históricos reales disponible más antiguos, (en

condiciones más próximas a la fecha de los costos a estimar), en este caso de la construcción y puesta en operación de las subestaciones Panamá II y Guasquitas.

3. Los costos a precios de la fecha de puesta en operación se estimaron deflactando la sumatoria de los costos obtenidos en los procesos 1 y 2 anteriormente descritos, con los Índices de Precio de Fabricantes (PPI por sus siglas en inglés).

Código de Inventario (No. Unidad) (3)	Activos	Identificación	Tensión Nominal	Fecha de Compra	Costos Estimados							
					Precio del Equipo (Suministro)	Cables, conductores, ductos y herrería	Subtotal Cables y Herrería	Montaje y Obras Civiles	Subtotal Montaje y Obras Civiles	Contingencia, Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección	Subtotal Equipo más Instalación	Costo Original Estimado del Equipo (1)
					1,164,600	**445,395**	**1,609,995**	**482,693**	**2,092,688**	**711,514**	**2,804,202**	**1,686,447**
S/E Llano Sánchez												
11276	Interruptores	11A12	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	**109,145**
11291	Interruptores	11B12	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	**109,145**
11332	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	**109,145**
11458	Interruptores	3ATA	34.5 KV	30-Jun-78	47,400	18,128	65,528	19,646	85,174	28,959	114,133	**68,979**
11473	Interruptores	3AR	34.5 KV	31-Dic-78	47,400	18,128	65,528	19,646	85,174	28,959	114,133	**68,979**
S/E Mata de Nance												
11640	Interruptores	11B12	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	**109,145**
11652	Interruptores	11A12	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	**109,145**
11670	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	**109,145**
11681	Interruptores	11M22	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	**109,145**
11692	Interruptores	11B22	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	**109,145**
11851	Interruptores	3ATA	34.5 KV	30-Jun-78	47,400	18,128	65,528	19,646	85,174	28,959	114,133	**68,979**
11868	Interruptores	3A2	34.5 KV	30-Jun-78	47,400	18,128	65,528	19,646	85,174	28,959	114,133	**68,979**
S/E Panamá												
10028	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-83	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	**145,341**
10110	Interruptores	11M52	115 KV	30-Jun-76	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	**98,008**
10119	Interruptores	11A52	115 KV	30-Jun-76	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	**98,008**
10133	Interruptores	11A62	115 KV	30-Jun-76	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	**98,008**
10143	Interruptores	11M62	115 KV	30-Jun-76	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	**98,008**

(1) Deflactado a la fecha de puesta en operación del equipo.

Cuadro 26: Costo Original estimado de Interruptores de 115Kv y 34.5Kv.

Identificación de Activo	Potencia Nominal	Fecha de Compra y Puesta en Operación	Costos Estimados					
			Precio del Equipo (Suministro)	Montaje y Obras Civiles	Subtotal - Montajes y Obras Civles	Contingencia, Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección	Equipo más Instalación	Valor Original Estimado del Equipo(1)
			5,657,000	**1,696,025**	**7,353,025**	**2,500,029**	**9,853,054**	**4,074,835**
S/E Llano Sánchez								
T1	(70 MVA)	30-Jun-78	1,201,000	360,072	1,561,072	530,764	2,091,836	766,296
S/E Panamá								
T3	350 MVA	30-Jun-82	2,100,000	629,601	2,729,601	928,064	3,657,665	1,893,609
S/E Mata de Nance								
T2	(70MVA)	30-Jun-78	1,201,000	360,072	1,561,072	530,764	2,091,836	766,296
S/E Chorrera								
T2	50 MVA	30-Jun-75	1,045,000	313,301	1,358,301	461,822	1,820,124	581,980
TT2	5.975 Mva	30-Jun-77	110,000	32,979	142,979	48,613	191,592	66,653

(1) Deflactado a la fecha de puesta en operación del equipo.

Cuadro 27: Valor Original Estimado de Transformadores.

7.2 Metodología para estimar los valores netos

Para estimar el valor neto, a la fecha de reposición, al valor obtenido en el proceso anterior No. 3, se le restó la depreciación acumulada de los años de explotación, calculada por método lineal, considerando una vida útil de 33 años, para el caso de los transformadores y 25 años para los interruptores.

En ambos casos se han considerado periodos de vida útil dentro de los rangos implícitos en las tasas de depreciación regulatoria, establecidas para los equipamientos de sistemas de transmisión, según el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico, establecida mediante la Resolución No. JD-1623 del 15 de octubre de 1999 y modificado por la Resolución JD-4859 de 13 de agosto de 2004.

Código de Inventario (No. Unidad) (3)	Identificación de Activo	Fecha de Compra y Puesta en Operación	Años de Explotación Acumulada al 31/12/2007	Vida Remanente al 31/12/2007	Costos Estimados							
					Valor Original Estimado del Equipo(1)	Depreciación Anual	Depreciación Acumulada al 31/12/2007	Fin de Vida útil	Fecha de reposición	Depreciaciones pendientes hasta la fecha de reposición	Depreciación Acumulada a la fecha de reposición	Valor Neto Estimado a la fecha de reposición
TOTAL					**5,633,235**	**168,997**	**4,746,985**			**739,179**	**5,486,164**	**147,070**
S/E Llano Sánchez												
11501	T1	30-Jun-78	29.5	3.8	**1,059,362**	31,781	937,633	30/10/2011	15/12/2012	121,729	1,059,362	0
S/E Panamá												
10287	T3	30-Jun-82	25.5	7.8	**2,617,811**	78,534	2,002,867	30/10/2015	15/12/2013	467,873	2,470,740	147,070
S/E Mata de Nance												
11922	T2	30-Jun-78	29.5	3.8	**1,059,362**	31,781	937,633	30/10/2011	15/12/2012	121,729	1,059,362	0
S/E Chorrera												
11119	T2	30-Jun-75	32.5	0.8	**804,556**	24,137	784,533	29/10/2008	15/12/2013	20,023	804,556	0
11074	TT2	30-Jun-77	30.5	2.8	**92,144**	2,764	84,318	30/10/2010	15/12/2013	7,826	92,144	0

Cuadro 28: Valor Neto Estimado de transformadores a la fecha reposición.

Código de Inventario (No. Unidad) (3)	Activos	Identificación	Tensión Nominal	Fecha de Compra	Costos Estimados		
					Costo Original Estimado del Equipo (1)	Fecha de reposición	Valor Neto Actual Estimado a la fecha de reposición
					1,686,447		**0**
S/E Llano Sánchez							
11276	Interruptores	11A12	115 KV	30-Jun-78	**109,145**	15/10/2011	0
11291	Interruptores	11B12	115 KV	30-Jun-78	**109,145**	15/10/2011	0
11332	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-78	**109,145**	15/10/2011	0
11458	Interruptores	3ATA	34.5 KV	30-Jun-78	**68,979**	15/10/2011	0
11473	Interruptores	3AR	34.5 KV	31-Dic-78	**68,979**	15/10/2011	0
S/E Mata de Nance							
11640	Interruptores	11B12	115 KV	30-Jun-78	**109,145**	15/10/2011	0
11652	Interruptores	11A12	115 KV	30-Jun-78	**109,145**	15/10/2011	0
11670	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-78	**109,145**	15/10/2011	0
11681	Interruptores	11M22	115 KV	30-Jun-78	**109,145**	15/10/2011	0
11692	Interruptores	11B22	115 KV	30-Jun-78	**109,145**	15/10/2011	0
11851	Interruptores	3ATA	34.5 KV	30-Jun-78	**68,979**	15/10/2011	0
11868	Interruptores	3A2	34.5 KV	30-Jun-78	**68,979**	15/10/2011	0
S/E Panamá							
10028	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-83	**145,341**	15/10/2010	0
10110	Interruptores	11M52	115 KV	30-Jun-76	**98,008**	15/10/2010	0
10119	Interruptores	11A52	115 KV	30-Jun-76	**98,008**	15/10/2010	0
10133	Interruptores	11A62	115 KV	30-Jun-76	**98,008**	15/10/2010	0
10143	Interruptores	11M62	115 KV	30-Jun-76	**98,008**	15/10/2010	0

Cuadro 29: Valor Neto Estimado de Interruptores a la fecha reposición.

8 CONCLUSIONES

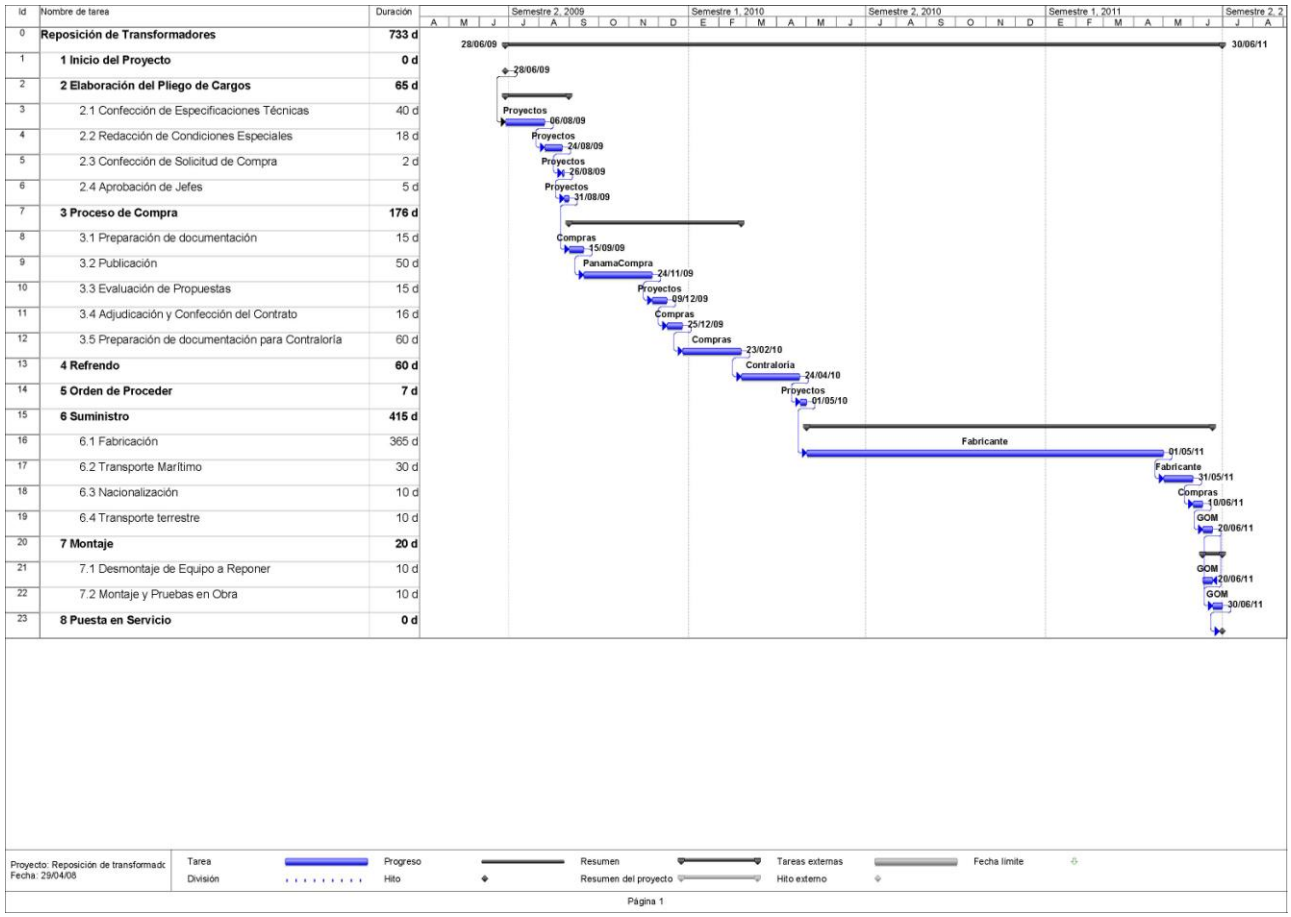
A continuación se listan las reposiciones recomendadas, las cuales se justifican principalmente por el beneficio de reducción de riesgos de falla, cuyo efecto sería significativamente negativo para la demanda atendida por los equipos en estudio.

Identificación de Activo	Fecha de reposición
Transformadores con Alta Prioridad de Reposición (Etapa I)	
S/E Llano Sánchez	
T1	15/12/2012
S/E Panamá	
T3	15/12/2013
S/E Mata de Nance	
T2	15/12/2012
S/E Chorrera	
T2	15/12/2013
TT2	15/12/2013
Interruptores con Alta Prioridad de Reposición (Etapa I)	
S/E Llano Sánchez	
11A12	15/10/2011
11B12	15/10/2011
11A22	15/10/2011
3ATA	15/10/2011
3AR	15/10/2011
S/E Mata de Nance	
11B12	15/10/2011
11A12	15/10/2011
11A22	15/10/2011
11M22	15/10/2011
11B22	15/10/2011
3ATA	15/10/2011
3A2	15/10/2011
S/E Panamá	
11A22	15/10/2010
11M52	15/10/2010
11A52	15/10/2010
11A62	15/10/2010
11M62	15/10/2010

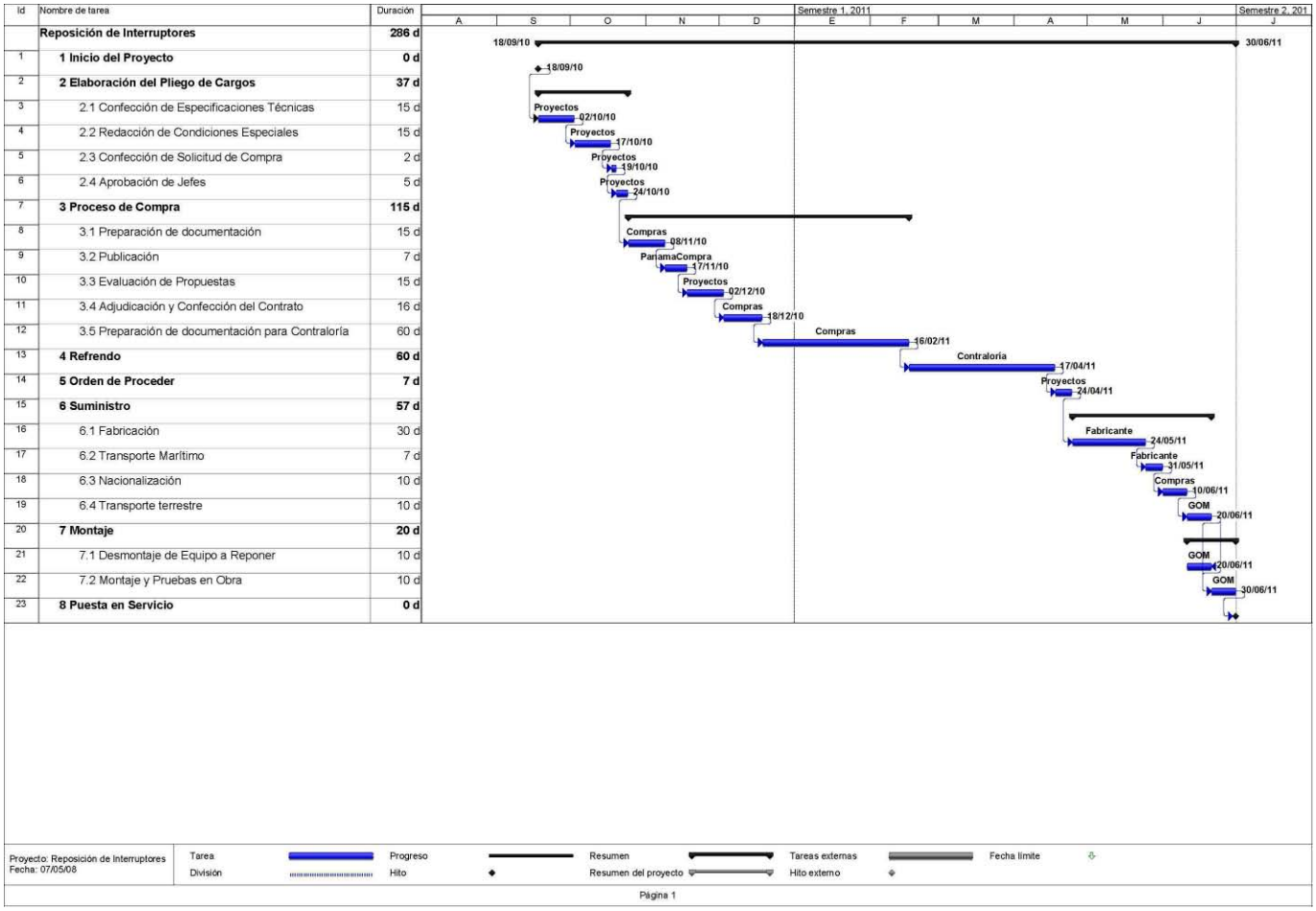
Cuadro 30: Reposiciones recomendadas de prioridad en el corto plazo.

9 CRONOGRAMAS TIPICOS DETRABAJOS DE REPOSICIÓN

9.1 Transformadores



9.2 Interruptores



ANEXO III-11

PLAN DE COMUNICACIONES

Proyecto: REPOSICION DE RADIOS DE ENLACES DE MICROONDAS

Descripción:

Este proyecto consiste en la instalación de radios de enlaces de microondas para remplazar equipos ramales de la columna vertebral de comunicaciones de ETESA y que complementan las comunicaciones del SIN, cuya vida útil se ha agotado, están obsoletos y presentan condiciones técnicas de riesgo de falla.

Estos equipos están ubicados en los sitios terminales de la red de comunicaciones de ETESA, son de uso exclusivo para los enlaces del sistema de radio-comunicación, medio indispensable para el intercambio de información requerida para la operación y mantenimiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de los nuevos agentes que se integren al mercado eléctrico, según lo establecen:

- **El Reglamento de Operación:** Tomo II, Capítulo III – MOM.3.1, Capítulo IV – MOM.4.1, 4.2., 4.3 y 4.5; Tomo IV, Capítulo I – NII.1.6; Tomo VI, Capítulo I – NIS.1.8, Capítulo IV – NIS.4.2; Tomo VII, Capítulo I – NDE.1.4 y NDE.1.6
- **El Reglamento de Transmisión:** Capítulo VIII.2 – Artículos 167 y 182

ANTECEDENTES

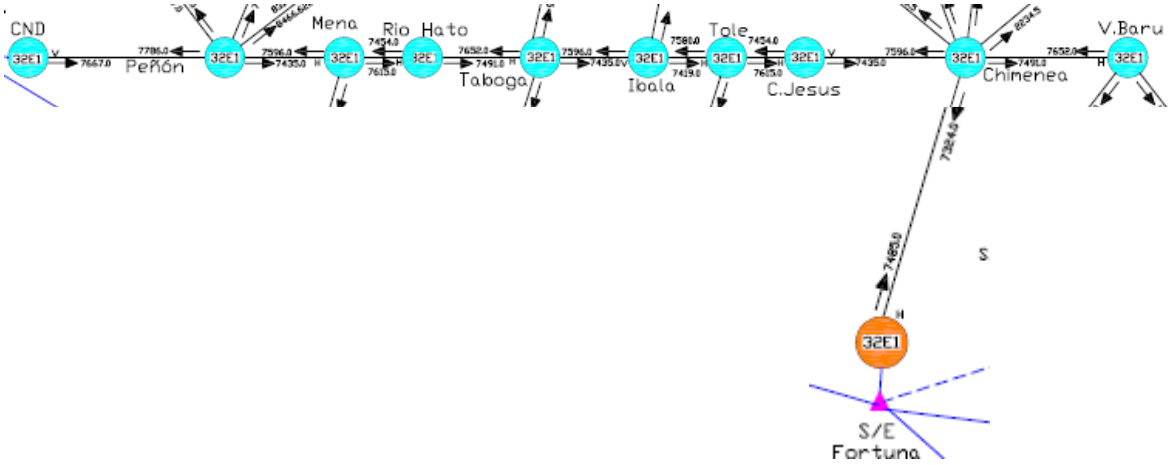
Los sitios de comunicación con enlaces terminales de microonda que ETESA heredó del IRHE, cuentan con equipos de radio que datan de **1996,** cuando fueron instalados por la compañía *CANAC TELECOM* mediante el contrato ***No. DG-242-94,*** firmado entre ésta empresa y el extinto *Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE).* El proyecto incluía el suministro e instalación de diecisiete (17) radios enlaces para cubrir la columna vertebral de las comunicaciones del IRHE, ver diagrama **PAN1508-1** incluido en el **anexo 1.**

Ya para el año 2005, estos radios contaban con una capacidad limitada, una tecnología obsoleta y estaban próximos a agotar su tiempo de vida útil (10 años), situación agravada con la dificultad de adquirir repuestos y soporte del fabricante; por otro lado, en virtud de la clasificación de los Servicios de Telecomunicaciones, adoptado por la ASEP mediante Resolución JD-025 del 12 de diciembre de 1996, y en atención a lo dispuesto en el artículo 11 de la Ley No.31 de 8 de febrero de 1996, que faculta a la ASEP para preparar el Plan Nacional de Atribución de Frecuencia (PNAF), en el que se segmenta y clasifica el espectro radioeléctrico, ETESA se ve obligada a migrar sus frecuencias, reemplazando los equipos que a dicha fecha estaban en servicio. Al migrar a otra frecuencia se garantizaba la confiabilidad y continuidad del servicio del sistema de microondas, que es el respaldo del sistema de comunicación por fibra óptica.

Para cumplir con lo dispuesto por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos en el Plan Nacional de Atribución de Frecuencias (PNAF) y al mismo tiempo obtener una mejora sustancial en nuestra columna vertebral de microondas, ETESA decide realizar la inversión para el reemplazo de los 10 enlaces de microondas que conforman el backbone de comunicaciones, ver diagrama Unifilar de Comunicaciones en el **anexo 2 (Proyecto PNAF)**.

En el año 2007, mediante Contrato No. GG-032-2007, ETESA contrató el suministro, instalación y puesta en servicio de todo el equipo de radio microondas, antenas, guías de ondas, accesorios y el software de Monitoreo y Control (NMS), que conforman el backbone de comunicaciones. Es importante aclarar que el **Proyecto MIGRACION DE MICRONDA – PNAF (PEST 2006-2007)**, llevado a cabo con el Contrato No. GG-032-2007, no incluyó la reposición de los radios enlaces objeto del proyecto propuesto en esta ocasión.

RADIOS REEMPLAZADOS EN EL PROYECTO MIGRACION DE MICROONDA – PNAF



OBJETIVO GENERAL DEL PROYECTO

Reemplazar los enlaces de microondas de los sitios terminales de la red de ETESA, que tienen limitada capacidad de transmisión y están obsoletos, ampliando así la capacidad de integración y comunicación para futuros agentes del mercado.

ALCANCE DEL PROYECTO

El proyecto consiste en reemplazar los siguientes enlaces de radios de microondas:

1. S/E Progreso – Cerro Chimenea (Fortuna C.E)
2. S/E Mata de Nance – Chimenea (Fortuna C.E)
3. S/E Chorrera – Cerro Mena
4. David – Chimenea (Fortuna C.E)
5. C. Sta. Rita – Cerro Jefe
6. S/E Llano Sanchez – Cerro Taboga
7. C. Canajagua – Cerro Taboga
8. S/E Charco Azul – Volcán Barú
9. S/E Veladero – Cerro Tolé
10. S/E Cadera – Volcán Barú

JUSTIFICACIÓN TECNICA

Los equipos que actualmente se utilizan se describen a continuación:

- Marca/Modelo: California Microwave / Telestar 2
- Capacidad: 4/8 E1
- Configuración: “Hot – standby”
- Frecuencias de transmisión: 1.7 – 2.7 GHz
- Potencia Máxima: 2 W
- Tipo de Modulación: 4 QPSK
- Ancho de Banda: 7/14 MHz
- Umbral de RX: -91.5/-88.5 dBm (10^{-6} BER)

Estos radios enlaces de microondas tienen limitada capacidad, no hay respaldo de fábrica para repuestos, pues la fecha de su entrada en servicio data de 1996 cuando fueron adquiridos, esto compromete la confiabilidad de la operación de ETESA, que es de seguridad nacional.

Los enlaces S/E Charco Azul – Volcán Barú, S/E Caldera – Volcán Barú y S/E Veladero – Cerro Tolé que datan de 1999 y no tienen la capacidad de ampliar los servicios de transmisión de datos (Telefonía, SCADA, Tele protecciones, red de vigilancia entre otros). Ver tabla de datos de los radios a reemplazar, **anexo 3**.

De no ser reemplazados no podrán dar servicios a futuros agentes, como podemos mencionar:

- La central hidroeléctrica **TABASARA II**, cuyo punto de interconexión será la **S/E Veladero**, requerirá de un enlace con mayor capacidad al existente en la actualidad

- Las centrales Hidroeléctricas **los ALGARROBOS, MENDRE, SINDIGO, POTRERILLOS, COCHEA** tienen que su punto de interconexión será la **S/E Caldera,** por lo que se requiere la reposición de un radio con mayor capacidad para el servicio de transmisión de datos
- Los proyectos de **BAJO MINA** y **BAITUN** que se conectarán en la **S/E Progreso**

JUSTIFICACION ECONÓMICA:

REALIZACIÓN DEL PROYECTO

Realizar este proyecto de reposición de radios de microondas en los enlaces terminales, nos garantiza poder mantener un sistema de comunicación óptimo y de última tecnología para hacer frente a las exigencias del mercado y seguir brindando los servicios, tanto para la red interna de ETESA, como para los agentes de mercado que soliciten la conexión a la red de comunicaciones de ETESA. También nos permite el desarrollo de nuevos proyectos para introducir mejoras en cuanto a la seguridad y aplicaciones informáticas los cuales cada día exigen más ancho de banda.

NO REALIZACIÓN DEL PROYECTO

De no realizarse el proyecto, los servicios tales como Tele Protecciones, SCADA, WAN y todos los mencionados anteriormente se verían afectados y en ocasiones interrumpidos puesto que no hay disponibilidad de repuestos y si estos radios presentan daños, no se podrán reparar. En consecuencia el servicio de comunicaciones se verá seriamente comprometido, hasta lograr el reemplazo, que en el mejor de los casos sería de 2 meses, tiempo necesario para realizar los trámites de compras. Adicionalmente, si no se reemplazan los radios de microondas se tendría limitada capacidad de transmisión, que al volumen de tráfico actual de datos impediría el desarrollo de nuevos proyectos, como lo es el servicio a nuevos agentes.

CUADRO No. 1

MONTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO

(Balboas a precios 2009)			
Item			
	Cantidad	**Costo unitario**	**Total**
COSTOS DIRECTOS			
Suministro de enlaces de Microondas	10	50,000.00	500,000.00
Suministro de accesorios	10	3,200.00	32,000.00
Montaje / Instalación			23,499.87
salario			4,833.33
sobretiempo			1,450.00
viáticos			8,700.00
vehículos			7,975.00
combustible			541.54
Sub total costos Directos			**555,499.87**
COSTOS INDIRECTOS			
Ingeniería (2%)			11,110.00
Inspección (3%)			16,665.00
Administración (4%)			22,219.99
Contingencias (5%)			27,774.99
Sub total costos indirectos			**77,769.98**
Total de Costos			**633,269.86**

CUADRO No. 2

VALOR ORIGINAL Y VALOR NETO DE LOS EQUIPOS A REEMPLAZAR

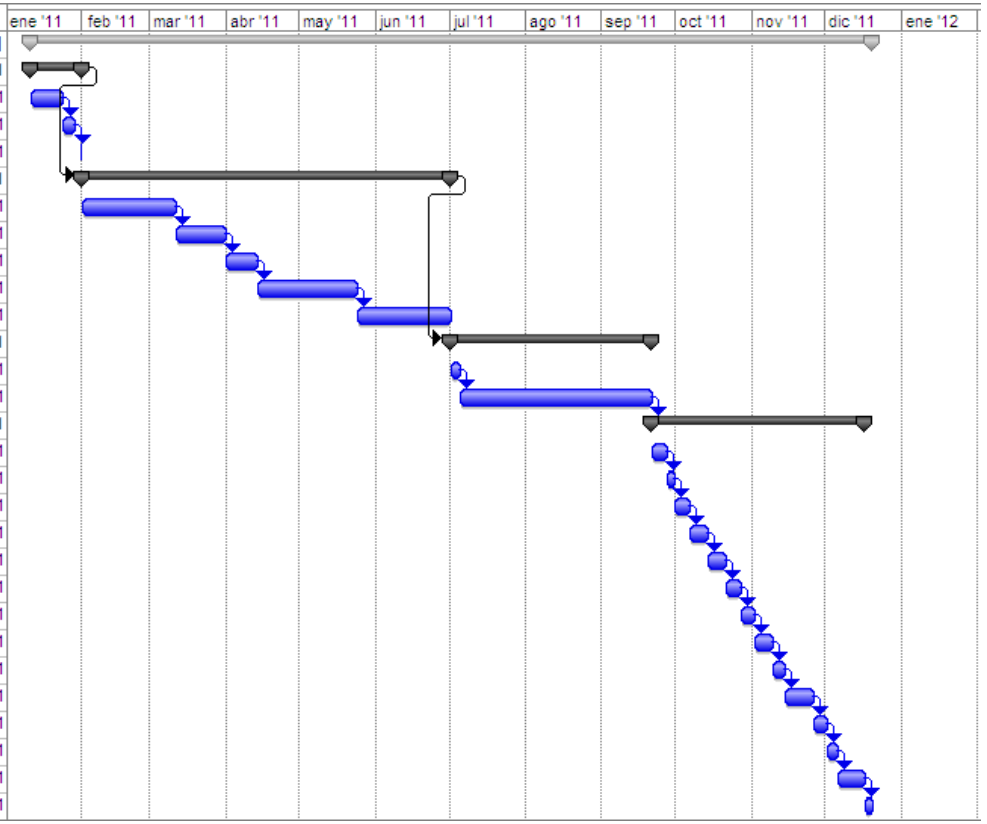
#	UBICACIÓN (Enlaces)	PLACAS	Fecha de Compra	VALOR ORIGINAL	VALOR NETO AL LA FECHA DE REPOSICIÓN
1	S/E Chorrera –	4381	01-Ene-95	39,602.87	0
	Cerro Mena	4380	01-Ene-95	39,602.87	0
2	S/E Santa Rita –	* 4369	01-Ene-95	40,884.30	0
	Cerro Jefe	4339	01-Ene-94	40,360.54	0
3	S/E Llano Sánchez –	4372	01-Ene-95	40,582.50	0
	Cerro Taboga	4367	01-Ene-95	40,884.30	0
4	Cerro Canajagua –	4129	01-Ene-95	38,856.24	0
	Cerro Taboga	4368	01-Ene-95	40,884.30	0
5	Cerro Chimenea –	4135	01-Ene-95	39,602.87	0
	S/E Valbuena	4362	01-Ene-95	38,856.24	0
6	S/E Mata de Nance –	4194	01-Ene-94	40,360.54	0
	Cerro Chimenea	4244	01-Ene-94	40,360.54	0
7	Cerro Tolé –	* 4136	01-Ene-95	38,856.24	0
	S/E Veladero	* 4143	01-Ene-95	39,602.87	0
8	Cerro Chimenea –	4241	01-Ene-94	40,360.54	0
	S/E Progreso	* 4144	01-Ene-95	38,856.24	0
9	Volcán Barú –	4267	01-Ene-95	6,562.76	0
	S/E Caldera	4183	01-Ene-95	6,562.76	0

10	Volcán Barú –	4266	01-Ene-95	6,562.76	0
	S/E Charco Azul	* 4252	01-Ene-95	6,562.76	0

* Estos equipos fueron reemplazados o reparados con partes de los radios que se retiraron por el Proyecto MIGRACION DE MICROONDA - PNAF.

PLAN DE TRABAJO

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
0	**Mejoras a la Comunicacion**	**262 días**	**lun 10/01/11**	**lun 19/12/11**
1	**Ingenieria y diseño**	**17 días**	**lun 10/01/11**	**lun 31/01/11**
2	Visita al sitio	11 días	lun 10/01/11	lun 24/01/11
3	Especificaciones Tecnicas, Condiciones	5 días	lun 24/01/11	vie 28/01/11
4	Elaboración de solicitud de compra	1 día	lun 31/01/11	lun 31/01/11
5	**Seguimiento en la Etapa de Contratación**	**115 días**	**lun 31/01/11**	**jue 30/06/11**
6	Anuncio y acto publico	30 días	lun 31/01/11	vie 11/03/11
7	Evaluacion tecnica	15 días	vie 11/03/11	jue 31/03/11
8	Evalución de Precios	10 días	jue 31/03/11	mié 13/04/11
9	Tramites y Firma de Contrato	30 días	mié 13/04/11	lun 23/05/11
10	Tramites de Refrendo	30 días	lun 23/05/11	jue 30/06/11
11	**ETAPA DE EJECUCIÓN**	**62 días**	**jue 30/06/11**	**mar 20/09/11**
12	Orden de Proceder	2 días	jue 30/06/11	lun 04/07/11
13	Administración del Contrato	60 días	lun 04/07/11	mar 20/09/11
14	**Instalación de Equipos**	**67 días**	**mar 20/09/11**	**vie 16/12/11**
15	S/E Progreso - Fortuna C.E	4 días	mar 20/09/11	lun 26/09/11
16	S/E Mata de Nance - Fortuna C.E	4 días	lun 26/09/11	vie 30/09/11
17	David - Fortuna C.E	4 días	vie 30/09/11	jue 06/10/11
18	S/E Charco Azul - Volcan Baru	6 días	jue 06/10/11	jue 13/10/11
19	S/E Caldera _ Volcan Baru	6 días	jue 13/10/11	vie 21/10/11
20	S/E Veladero _ C. Tole	4 días	vie 21/10/11	jue 27/10/11
21	S/E Chorrera - Cerro Mena	4 días	jue 27/10/11	mar 01/11/11
22	C. Canajagua - C. Taboga	5 días	mar 01/11/11	mar 08/11/11
23	S/E Llano Sanchez - C. Taboga	4 días	mar 08/11/11	lun 14/11/11
24	Planta Bayano - Cerro Peñon	10 días	lun 14/11/11	vie 25/11/11
25	C. Sta Rita - Cerro Jefe	4 días	vie 25/11/11	jue 01/12/11
26	Pruebas de enlace y comunicación	2 días	jue 01/12/11	lun 05/12/11
27	Imprevistos (10%)	10 días	lun 05/12/11	vie 16/12/11
28	Cierre del Contrato	1 día	vie 16/12/11	lun 19/12/11



FLUJO DE DESEMBOLSOS

AÑO 2011

ETAPAS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Suministro						532,000							532,000
Montaje									5,874	5,874	5,874	5,878	23,500
Ingeniería	11,110												11,110
Administración	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,859	22,220
Inspección	5,000								2,500	2,500	3,130	3,535	16,665
Contingencia	2,314	2,314	2,314	2,314	2,314	2,414	2,314	2,314	2,314	2,314	2,314	2,321	27,775
TOTAL													633,270

ANEXO 1

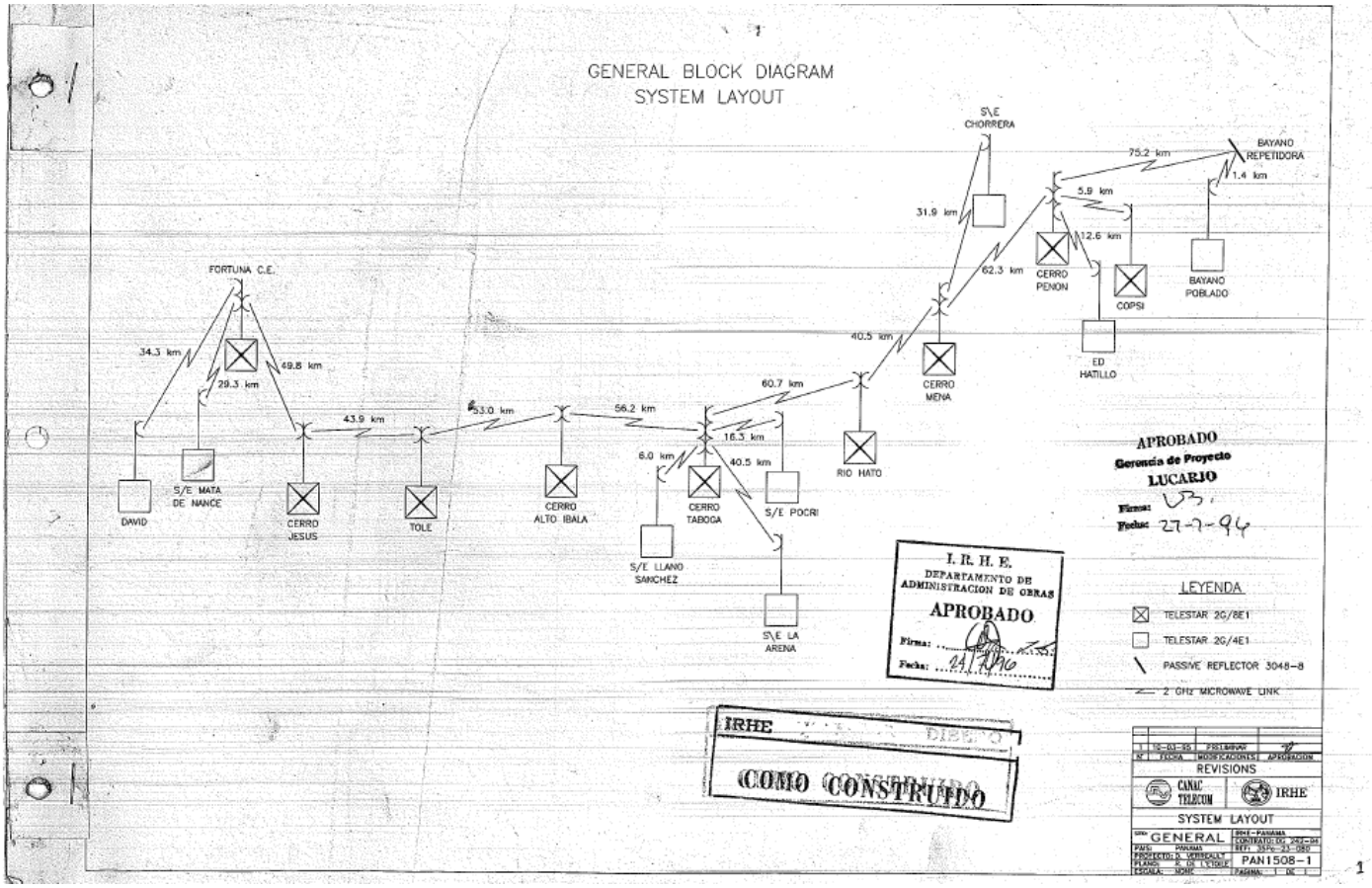


Diagrama 1. Proyecto CANAC - 1996

ANEXO 2

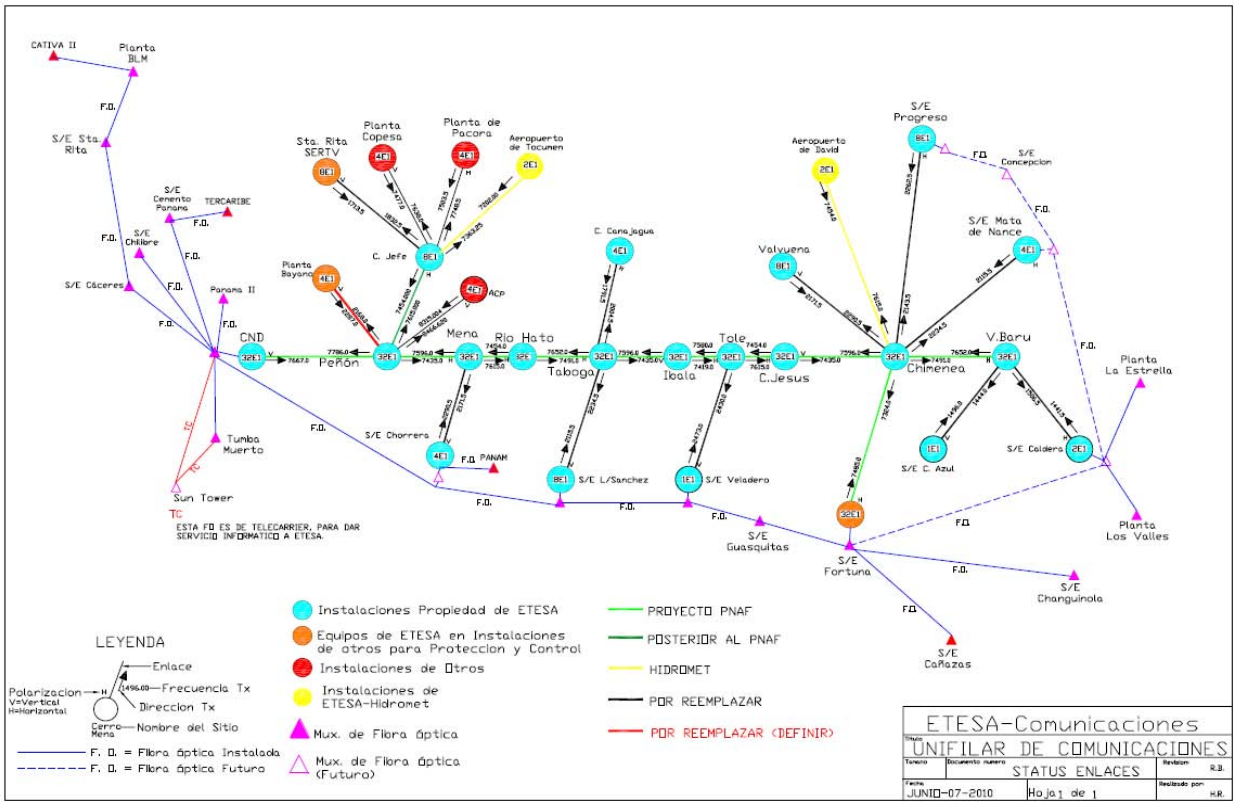


Diagrama 2. Proyecto Reposición - 2010

AMPLIACIÓN DE COBERTURA DEL SISTEMA DE RADIO COMUNICACIÓN

DIGITAL ASTRO-25

Este proyecto contempla la ampliación de la cobertura del sistema de radio comunicación digital ASTRO-25 en el área de Bayano y Provincia de Bocas del Toro, con la creación de tres sitios de comunicación debidamente equipados para solventar las necesidades de operación y mantenimiento de las líneas de transmisión en dichas áreas.

ANTECEDENTES

Con la migración del sistema de radio comunicación Troncal Analógico SMARTZONE 3.0 (cinco sitios de repetición), al sistema de radio comunicación Troncal Digital ASTRO -25 (siete sitios de repetición) **Proyecto C-4-C-2004-07 (Migración VHF – UHF)**, se solucionaron los problemas existentes como:

- Inestabilidad técnica y vida útil de servidores y controladores del sistema SMARTZONE 3.0, evitar fallas técnicas debido a la vida útil de los equipos.
- Percibir interferencias debido a la utilización de sistemas convencionales.
- Degradación de voz debido a la naturaleza de los sistemas antes mencionados.
- Utilización de diversos sistemas de radio comunicación Troncalizados y convencionales que han permitido con miras a solucionar problemas de cobertura en su momento.
- Postergar el sistema por más de quince años de funcionamiento debido a labores de mantenimiento adecuado y lo robustos de los mismos.

Actualmente ETESA con la adquisición e instalación del sistema de radio comunicación digital ASTRO-25 contempló capacidades como soporte técnico y monitoreo remoto, adquisición de cuatro licencias para la integración dentro del sistema ASTRO-25 de cuatro sitios repetidores adicionales en función de la ampliación de la cobertura originada por los siete sitios instalados.

OBJETIVO GENERAL

Resolver las necesidades de radio comunicación conforme a las acciones de operación y mantenimiento en líneas de transmisión localizadas en el área de Bayano Línea 230-2A Sub Estación Panamá II y Línea 230-20A Sub Estación Fortuna – Sub Estación Cañazas y Línea 230-20B Sub Estación Cañazas – Sub Estación Changuinola Provincia de Bocas del Toro, mediante la creación de tres nuevos sitios de repetición ASTRO-25, dos para la Provincia de Bocas del Toro y uno para Panamá Este.

ALCANCE

El proyecto contempla las siguientes etapas:

11. Extensión del contrato de monitoreo y soporte técnico por parte de Motorola del sistema de radio comunicación digital ARC-4000 ASTRO-25 de ETESA.

12. Adquisición de tres terrenos para la construcción e instalación de casetas de telecomunicaciones, mediante acuerdo y/o compra.

13. Construcción e instalación de tres casetas y torres de telecomunicaciones.

14. Suministro e integración de equipos y accesorios de comunicación relacionados con los enlaces de radio microondas, sistemas de alimentación contemplando rectificación, generación de energía alterna de respaldo y bancos de baterías según necesidades de carga de cada uno de los tres sitios debidamente refrigerados.

15. Suministro y optimización de equipos y accesorios concernientes con tres sitios de repetición ASTRO-25, con capacidades para dos canales de voz y uno de control.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

El sistema de radio comunicación ARC-4000 ASTRO-25 contempla lo siguiente:

- Controlador de zona ARC-4000.
- Capacidad para controlar una zona con un sitio maestro y hasta doce sitios de repetición.
- Un sitio de repetición puede tener hasta veintiocho recursos utilizados como control y de voz.

El sistema de radio comunicación ARC-4000 ASTRO-25 instalado en ETESA contempla lo siguiente:

- Controlador de Zona ARC-4000.
- Capacidad para una zona a nivel nacional con un sitio maestro y siete sitios repetidores.
- Cada sitio repetidor tiene tres canales uno de control y dos de voz.
- Licencias adquiridas para cuatro sitios de repetición adicionales.
- Frecuencia de operación y espaciamiento entre canal: Banda de 800 MHz y 12.5 KHz.

La adquisición e instalación de este sistema contempló la ampliación del mismo en cuanto a la cantidad de usuarios y a la integración de nuevos sitios de repetición en función de la optimización o aumento de la cobertura.
Cada sitio de repetición proporciona un radio de cobertura de hasta setenta y cinco millas y patrones de antenas dirigidos hacia las líneas de transmisión; por las características del relieve panameño y por lo antes mencionado, los siete sitios actuales presentan áreas con niveles bajos de señal imposibilitando una adecuada comunicación; esta situación únicamente se presenta en el área hacia Planta Bayano y Provincia de Bocas del Toro.

De no ser creados e integrados estos sitios de repetición en las áreas antes mencionadas se presentaran problemas comunicación por radio troncal digital entre las líneas de transmisión:

- Línea 230-20A Sub Estación Fortuna – Sub Estación Cañazas.
- Línea 230-20B Sub Estación Cañazas – Sub Estación Changuinola.
- Línea 230-2A Sub Estación Panamá II – Planta Bayano.

JUSTIFICACION ECONÓMICA:

REALIZACIÓN DEL PROYECTO

Con la realización de este proyecto se podrá extender el área de cobertura del sistema ASTRO-25 y por ende brindar un servicio de radio comunicación adecuada, unificada, clara, robusta sin interferencias y confiable de tal forma que satisfaga las necesidades contempladas por una empresa de transmisión eléctrica a nivel nacional.

NO REALIZACIÓN DEL PROYECTO

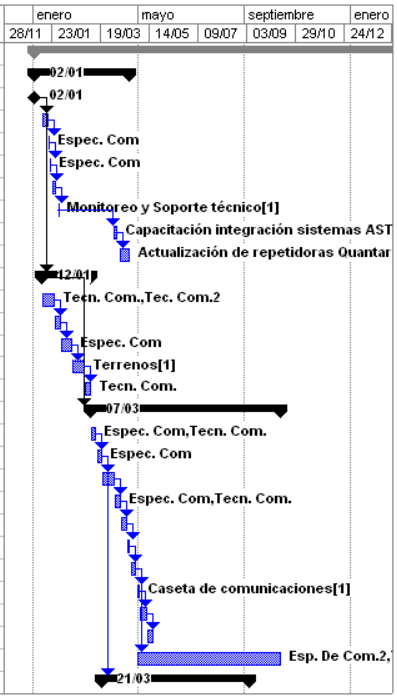
De no realizarse este proyecto se presentarán carencias en el sistema de radio comunicación digital ASTRO-25 y por ende no se tendría comunicación con el personal en campo al realizar las tareas de operaciones y mantenimiento en las líneas de transmisión y sub estaciones lo que pondría en riesgo tanto la seguridad del personal como las confiabilidad del sistema, de igual manera se dificultará la integración al sistema de radio comunicación troncal digital a futuros agentes de mercado eléctrico ubicados en las Provincias de Bocas del Toro y área Este de Panamá.

Montos de inversión a precios 2011

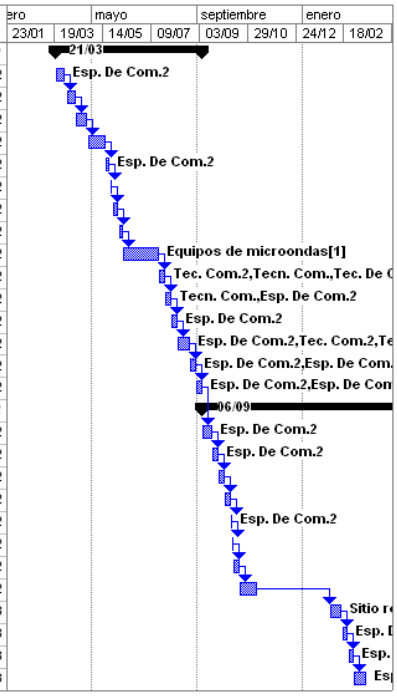
Detalle	AMPLIACION ASTRO 25		
	MONTO	PORCENTAJE(%)	
	US$	SUMINISTRO	C.DIRECTOS
COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN			
SUMINISTRO	585,000	50%	61%
OBRAS CIVILES	17,108	1%	2%
MONTAJE	362,000	2%	38%
COSTO DIRECTO TOTAL	**964,108.00**	**54%**	**100%**
COSTO INDIRECTO DE CONSTRUCCIÓN			
DISEÑO	28,923	3%	
INDEMNIZACIONES			
SERVIDUMBRE			
EIA (ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL			
GASTO ADMINISTRATIVO (ETESA)	38,564	4%	
INGENIERIA Y SUPERVICION (ETESA)	38,564	4%	
INPREVISTOS	48,205	5%	
INSPECCIÓN	28,923	3%	
TERRENO	12,000		
GASTO FINANCIERO			
OTRO GASTO			
SUB-TOTAL	**195,181**	**14%**	
GRAN TOTAL	**1,159,289**		

PLAN DE TRABAJO

Id	Costo	Nombre de tarea	Duración	Comienzo
0	$985,233.85	AMPLIACIÓN DE COBERTURA DEL SISTEMA DE RADIO CO	349 días?	lun 02/01/12
1	$278,720.00	**Monitoreo y soporte técnico de por Motorola**	80 días?	lun 02/01/12
2	$576.00	Especificaciones técnicas, condiciones	8 días	lun 02/01/12
3	$0.00	Anuncio de acto público	5 días	jue 12/01/12
4	$72.00	Evaluación técnica	1 día	jue 19/01/12
5	$72.00	Trámite y firma de contrato	1 día	vie 20/01/12
6	$0.00	Trámite de refrendo	5 días	lun 23/01/12
7	$188,000.00	Orden de proceder	1 día?	lun 30/01/12
8	$12,000.00	Capacitación en integración y optimización de sistemas ASTRO-25	5 días	lun 02/04/12
9	$78,000.00	Actualización de repetidoras Quantar a sistema ASTRO	10 días	lun 09/04/12
10	$13,768.00	**Adquisición de terrenos para sitios de repetición ASTRO-25**	39 días	jue 12/01/12
11	$840.00	Gira de campo y escogencia de los sitios	10 días	jue 12/01/12
12	$0.00	Asesoría legal para la compra de los sitios	5 días	jue 26/01/12
13	$648.00	Titulación de los terrenos	9 días	jue 02/02/12
14	$12,000.00	Adquisición de los terrenos	10 días	mié 15/02/12
15	$280.00	Solicitud de construcción	5 días	mié 29/02/12
16	$93,320.00	**Construcción e instalación de casetas y torres de comunicació**	158 días	mié 07/03/12
17	$640.00	Vista e inspección a los sitios	5 días	mié 07/03/12
18	$360.00	Especificaciones técnicas, condiciones	5 días	mié 14/03/12
19	$0.00	Anuncio de acto público	10 días	mié 21/03/12
20	$640.00	Evaluación técnica	5 días	mié 04/04/12
21	$0.00	Evaluación de precios	5 días	mié 11/04/12
22	$0.00	Trámites y firma de contrato	3 días	mié 18/04/12
23	$0.00	Trámites de refrendo	5 días	lun 23/04/12
24	$84,000.00	Orden de proceder	3 días	lun 30/04/12
25	$0.00	Estudios de suelo	6 días	jue 03/05/12
26	$0.00	Trámites y permisos en aeronáutica civil	6 días	vie 11/05/12
27	$7,680.00	Supervición de obras civiles	120 días	lun 30/04/12
28	$125,857.76	**Equipamiento de sitios de comunicación y radio enlaces de mi**	121 días	mié 21/03/12



Id	Costo	Nombre de tarea	Duración	Comienzo
28	$125,857.76	**Equipamiento de sitios de comunicación y radio enlaces de mi**	121 días	mié 21/03/12
29	$288.00	Especificaciones técnicas, condiciones	8 días	mié 21/03/12
30	$0.00	Elaboración de solicitud de compra	8 días	lun 02/04/12
31	$0.00	Elaboración de orden de compra	10 días	jue 12/04/12
32	$0.00	Anuncio y acto público	15 días	jue 26/04/12
33	$108.00	Evaluación técnica	3 días	jue 17/05/12
34	$0.00	Trámites y firma de contrato	3 días	mar 22/05/12
35	$0.00	Trámites de refrendo	5 días	vie 25/05/12
36	$0.00	Orden de proceder	3 días	vie 01/06/12
37	$120,000.00	Suministro	30 días	mié 06/06/12
38	$620.00	Instalación de sistemas de alimentación	5 días	mié 18/07/12
39	$460.00	Instalación de sistemas de refrigeración	5 días	mié 25/07/12
40	$180.00	Configuración de radios microondas	5 días	mié 01/08/12
41	$3,241.76	Instalación de equipos enlaces microondas	11 días	mié 08/08/12
42	$460.00	Integración de sitios de repeción a red de microondas de ETESA	5 días	jue 23/08/12
43	$500.00	Optimización y puesta en servicio de radio enlaces microondas	5 días	jue 30/08/12
44	$473,568.08	**Equipamiento de sitios repetidores ASTRO-25**	171 días?	jue 06/09/12
45	$288.00	Especificaciones técnicas, condiciones	8 días	jue 06/09/12
46	$180.00	Elaboración de solicitud de compra	5 días	mar 18/09/12
47	$0.00	Elaboración de orden de compra	5 días	mar 25/09/12
48	$0.00	Anuncio y acto público	5 días	mar 02/10/12
49	$72.00	Evaluación técnica	2 días	mar 09/10/12
50	$0.00	Trámites y firma de contrato	1 día?	jue 11/10/12
51	$0.00	Trámites de refrendo	5 días	vie 12/10/12
52	$0.00	Orden de proceder	14 días	vie 19/10/12
53	$360,000.00	Suministro	10 días	vie 01/02/13
54	$320.00	Configuración de equipos de comunicación(routers yswitches)	5 días	vie 15/02/13
55	$180.00	Configuración de equipos de comunicación RF(controladores de si	5 días	vie 22/02/13
56	$360.00	Integración de sitios de repetición en sistema ARC-4000	10 días	vie 01/03/13



Id	Costo	Nombre de tarea	Duración	Comienzo
56	$360.00	Integración de sitios de repetición en sistema ARC-4000	10 días	vie 01/03/13
57	$4,498.08	Instalación de sistemas de antenas y cableado en sitios de repetic	15 días	vie 15/03/13
58	$2,670.00	Instalación de equipos de comunicación RF	10 días	vie 05/04/13
59	$105,000.00	Optimización y puesta en servicio de sitios de repetición	10 días	vie 19/04/13



FLUJO DE DESEMBOLSO

AÑO 2012

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO		112500		112,500									225,000
OBRAS CIVILES				17,108									17,108
MONTAJE			90,500	90,500	90,500	90,500							362,000
DISEÑO	14,462	14,461											28,923
ADMINISTRACIÓN	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	38,564
ING. Y SUPERVISION	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	38,564
INSPECCIÓN	1,808	1,808	1,808	1,808	1,808	1,808	1,808	1,808	1,808	1,808	1,808	1,808	21,696
IMPREVISTOS	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	24,103
TERRENO		12,000											12,000

AÑO 2013

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO		180,000	180,000										360,000
OBRAS CIVILES													0
MONTAJE													0
DISEÑO													0
ADMINISTRACIÓN	2,414	2,410	2,410	2,410									9,644
ING. Y SUPERVISION	2,414	2,410	2,410	2,410									9,644
INSPECCIÓN	1,808	1,808	1,808	1,803									7,227
IMPREVISTOS	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	24,103

REPOSICIÓN DE RECTIFICADORES

Esto proyecto contempla el reemplazo cuatro (4) rectificadores , los cuales han sobrepasado su vida útil y ya no es posible adquirir repuestos en el mercado. Estos rectificadores de voltaje se encuentran instalados en las Sub Estaciones Caldera, Charco Azul y en los sitios de comunicaciones en Volcán Barú y Cerro Jefe.

Estos rectificadores son de uso exclusivo para lo sistema de comunicación, medio indispensable para el intercambio de información requerida para la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), según lo establecido en el Reglamento de Operación, MOM 4.3.

ANTECEDENTES

Estos sitios de comunicación tienen instalados rectificadores adquiridos por el antiguo *Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE)*.

Sitio	Año de Instalación
Volcán Barú	1994
S/E Caldera	1994
S/E Charco Azul	1994
Cerro Jefe	1994

OBJETIVO GENERAL

Reemplazar los rectificadores de los sitios de comunicación en SE Caldera, SE Charco Azul, Volcán Barú y Cerro Jefe de la red de ETESA, que a la fecha no cuentan con repuestos ni respaldo de fábrica.

ALCANCE

El proyecto consiste en reemplazar los siguientes rectificadores:

- Volcán Barú – provincia de Chiriquí – Distrito de Bugaba
- Cerro Jefe – Provincia de Panamá –Distrito de Chepo
- S/E Caldera – Provincia de Panamá – Distrito de Dolega
- S/E Charco Azul – Provincia de Chiriquí – distrito de Barú

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Los rectificadores que actualmente se utilizan se describen a continuación:

SE Caldera

- Marca: MAC GRAW EDISON
- Modelo : 1EBC -48 – 30 - M
- Ac input : 120 VAC DC OUTPUT: 48 VDC
- Amperaje : AC INPUT : 30 Amp DC OUTPUT: 30 Amp
- Año : 1994

VOLCÁN BARÚ

- Marca : PCP (POWER CONVERSION PRODUCTS INC 9)
- Modelo : FD – 48 – 50
- AC INPUT : 208/240 VAC DC OUTPUT : 48 Amp
- Amperaje : AC INPUT : 14.5/12.6 Amp DC OUTPUT : 50 Amp
- Año : 1994

CHARCO AZUL

• Marca : C & D	Marca : GBN
• Modelo : ART48AC12E ;	Modelo : GRF48S12 (GNB)
• AC INPUT : 240 VAC	AC INPUT : 120 VAC
• DC OUTPUT : 52.8 VDC	DC OUTPUT : 48 VDC
• Amperaje : AC OUTPUT : 12 Amp	Amperaje : 12 Amp
• Año : 1994	

CERRO JEFE

• Marca : C & D	Marca : ARGUS
• Modelo : ARR48A / C100FE ;	Modelo : 96-AR-960230-1
• AC INPUT : 120/208/240 VAC	AC INPUT : 120 VAC
• DC OUTPUT : 52.8 VDC	DC OUTPUT : 48 VDC
• Amperaje : AC OUTPUT : 100 Amp	Amperaje : 48/50 Amp
• Año : 1994	

Esto rectificadores han sido descontinuados en su fabricación, por lo que no cuentan con respaldo, ni soporte de fábrica, esto compromete la confiabilidad de la operación de ETESA que es de seguridad nacional.

Características de los rectificadores nuevos:

1. Características de entrada

- Margen de voltaje	208 a 240 VAC
- Margen de frecuencia	50/60 Hz
- Fase	1∅ (Monofásico)
- Factor de potencia	>0.90 (0-100% Carga)

2. Características de salida

- Margen de voltaje	42 a 60 VDC
- Corriente máxima de salida	110% valor nominal
- Eficiencia	>82% (con 50-100% Carga)
- Regulación	En voltaje de *FLOAT*
	En voltaje de *EQUAL*
-Estática	< 0.02% línea y carga
-Dinámica	<±5% desviación para cambio de carga de 50 a 100%
- Tiempo de respuesta	500ms a 0.1% de salida
- Ecualización	Local mediante interruptor

3. Ruido de salida

-Banda de voz	< 22 dBRNC
-Banda Ancha	<25/1.2mV rms 1/3 Ø
-Acústico	< 65dBA a 1 mt.

4. Emisiones y radiaciones

-EMI	Cumple con FCC clase B

5. Indicadores y controles

-Pantalla	led de 7 segmentos
-Controles	Push Swtich Float/Equal Volt
	AC Normal/Fail LED indicator
	Volt + Amp Meter
	General Fail LED & contact indicator
-Indicadores LED	Falla de módulo
	Estado de módulo
6. Contactos de alarmas	Falla individual de módulo
	Falla de AC
	Falla de DC
	Falla de Low Volt
	Falla de High Volt
	Falla de Load
	Alarma general
7. MTBF	>300k hrs para 1Ø

JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA:

REALIZACIÓN DEL PROYECTO

Realizar este proyecto de reposición de los rectificadores de estos sitios, nos garantiza poder mantener un sistema de comunicación óptimo y para hacer frente a las exigencias del mercado y seguir brindando los servicios, tanto para la red interna de ETESA, como para los agentes de mercado que soliciten la conexión a la red de comunicaciones de ETESA.

NO REALIZACIÓN DEL PROYECTO

De no realizarse el proyecto la estabilidad del sistema se vería comprometida, ya que estos equipos han sobrepasado ampliamente su periodo de vida útil(10 años), los mismos no cuentan con repuestos y ya no son respaldados por el fabricante. Por otro lado, los servicios como: SCADA, Teleprotecciones, Teléfonos, radios Troncales, es decir todos los servicios brindados a las plantas generadoras, distribuidoras y Subestaciones serían afectados y en ocasiones interrumpidos debido a la falla de uno de estos equipos.

INDICADORES ECONÓMICOS

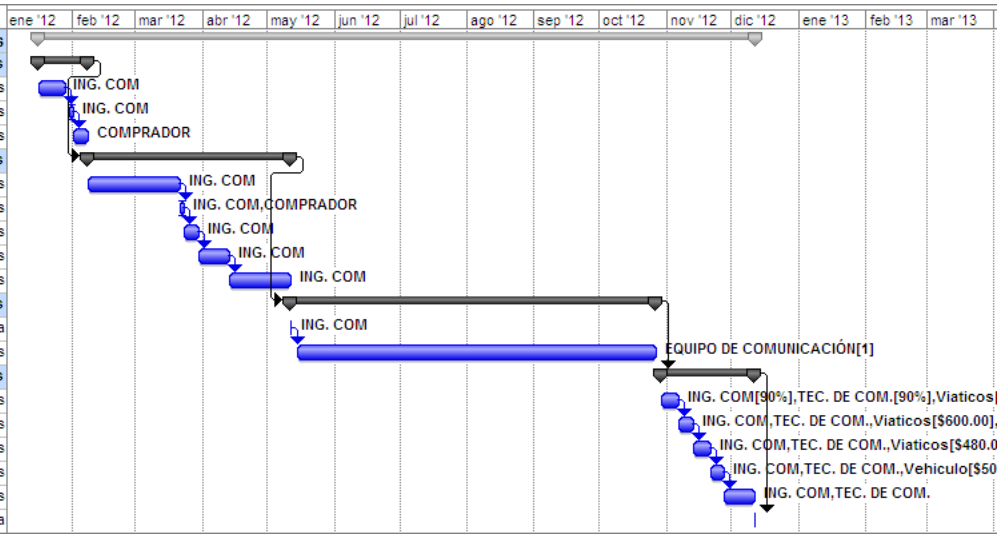
Detalle	REPOSICIÓN DE RECTIFICADORES		
	MONTO	PORCENTAJE(%)	
	US$	SUMINISTRO	C.DIRECTOS
COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN			
SUMINISTRO	80,000	78%	93%
OBRAS CIVILES	0	0%	0%
MONTAJE	6,000	2%	7%
COSTO DIRECTO TOTAL	**86,000.00**	**80%**	**100%**
COSTO INDIRECTO DE CONSTRUCCIÓN			
DISEÑO	2,580	3%	
INDEMNIZACIONES			
SERVIDUMBRE			
EIA (ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL			
GASTO ADMINISTRATIVO (ETESA)	3,440	4%	
INGENIERIA Y SUPERVICION (ETESA)	3,440	4%	
INPREVISTOS	4,300	5%	
INSPECCIÓN	2,580	3%	
TERRENO			
GASTO FINANCIERO			
OTRO GASTO			
SUB-TOTAL	**16,340**	**14%**	
GRAN TOTAL	**102,340**		

VALOR ORIGINAL Y VALOR NETO DE LOS EQUIPOS A REEMPLAZAR:

#	UBICACIÓN (Enlaces)	PLACAS	VALOR ORIGINAL	VALOR NETO AL LA FECHA DE REPOSICIÓN
1	S/E Caldera	10447	7,000	0.00
		10446		0.00
2	VOLCAN BARU	10600	7,000	0.00
		10601		0.00
3	S/E CHARCO AZUL	10630	7,000	0.00
		10631	7,000	0.00
4	CERRO JEFE	008794	7,000	0.00
		008806	7,000	0.00

PLAN DE TRABAJO

Id	Presupuesto	Nombre de tarea	Duración
0	$91,708.12	REPOSICION RECTIFICADORES	237 días
1	$1,077.00	Ingeniería y administracion	17 días
2	$678.75	Especificaciones Tecnicas, Condiciones	10 días
3	$135.75	Elaboración de solicitud de compra	2 días
4	$262.50	Elaboracion de orden de compra	5 días
5	$4,652.63	Seguimiento en la Etapa de Contratación	67 días
6	$2,036.25	Anuncio y acto publico	30 días
7	$240.75	Evaluacion tecnica	2 días
8	$339.38	Evaluación de Precios	5 días
9	$678.75	Tramites y Firma de Contrato	10 días
10	$1,357.50	Tramites de Refrendo	20 días
11	$80,067.88	ETAPA DE EJECUCIÓN	121 días
12	$67.88	Orden de Proceder	1 día
13	$80,000.00	Suministro	120 días
14	$5,910.62	Instalación de Equipos Por Sitio	31 días
15	$1,313.57	S/E Charco Azul	2 días
16	$1,455.95	Volcan Baru	3 días
17	$1,217.30	S/E Caldera	2 días
18	$737.30	Cerro jefe	2 días
19	$1,186.50	Imprevistos	10 días
20	$0.00	FINALIZACION	1 día



FLUJO DE DESEMBOLSO

AÑO 2011

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO						80,000							80,000
OBRAS CIVILES													0
MONTAJE										3,000	3,000		6,000
DISEÑO	1,000	1,000	580										2,580
ADMINISTRACIÓN	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	440		3,440
ING. Y SUPERVISION	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	440		3,440
INSPECCIÓN	1,000					1,000				580			2,580
IMPREVISTOS	1,000	1,000	1,000	1,000	300								4,300

REPOSICIÓN DE CROSCONECTORES

Reposición de cross-conectores de los sitios de comunicación existentes, cuya vida útil se ha agotado, están obsoletos y presentan condiciones técnicas de alto riesgo de falla. Estos están ubicados en la Columna Vertebral del Sistema de Comunicaciones por microondas de ETESA, por lo que es indispensable que los mismos estén en condiciones optimas de funcionamiento, ya que una falla en los mismos podría causar una pérdida de comunicación con provincias centrales y Chiriquí.

ANTECEDENTES

Los cross-conectores Amux Multiplexer de la marca Awa Communications ubicados en la Columna Vertebral del Sistema de Microndas fueron adquiridos en 1995 a través del Contrato **DG-121-95**.

Estos equipos tienen una capacidad limitada, están obsoletos, han superado ampliamente su tiempo de vida útil (10 años) lo que hace imposible adquirir repuestos y soporte del fabricante.

OBJETIVO GENERAL

Reemplazar los cros-conectores obsoletos instalados en la Columna Vertebral del sistema de microondas, para dar confiabilidad, robustez y más capacidad de cros-conexión en cada uno de los sitios, ampliando así la capacidad de comunicación para futuros agentes del mercado.

ALCANCE

El proyecto consiste en reemplazar los cross-conectores en los siguientes sitios:

16. CND – Correg. de Betania, Dist. de Panama, Provincia de Panamá
17. Cerro Mena – Correg. de Campana, Dist. de Capira, Provincia de Panamá
18. Cerro Taboga – Correg. de El Roble, Dist. de Aguadulce, Provincia de Coclé
19. S/E Caldera – Correg. de Caldera, Dist. Boquete, Provincia de Chiriquí

JUSTIFICACIÓN TECNICA

Los equipos que actualmente se utilizan se describen a continuación:

- Marca: Awa Communications
- Modelo: Amux Multiplexer
- Capacidad: Hasta 6 puertos E1
- Configuración: Simple, en Control y alimentación
- No permite conmutación de ruta

Estos equipos tienen limitada capacidad, no hay respaldo de fábrica para repuestos pues la fecha de su puesta en servicio data de 1995 cuando fueron adquiridos, esto compromete la confiabilidad de la operación de ETESA en cuanto a la supervisión y control del SIN.

Características de los Equipos nuevos

- Capacidad: 8 puertos E1
- Capacidad expandible a 16 puertos E1
- Configuración: Redundante
- Redundancia en control
- Redundancia en alimentación
- Permite conmutación de ruta

JUSTIFICACION ECONÓMICA:

REALIZACIÓN DEL PROYECTO

Realizar este proyecto de reposición cross-conectores, nos garantiza poder mantener un sistema de comunicación óptimo, confiable y de última tecnología para hacer frente a las exigencias del mercado y seguir brindando los servicios, tanto para la red interna de ETESA, como para los agentes de mercado que soliciten la conexión a la red de comunicaciones de ETESA.

Los Cross-conectores a reponer tienen una expectativa de vida promedio de 10 años, los mismos han superado dicho período, ya que han estado en servicio pro más de 15 años.

NO REALIZACIÓN DEL PROYECTO

De no realizarse el proyecto de reposición de cross-conectores, los servicios tales como Tele protecciones, SCADA, WAN, telefonía(rojo y Beige) se podrían ver afectados y en ocasiones interrumpidos puesto que no hay disponibilidad de repuestos, al presentarse un daño no se podrán reparar, en consecuencia el servicio de comunicaciones se verá interrumpido, hasta que se reemplacen lo que sería catastrófico más que nada en la operación y supervisión del SIN; además de incurrir en gastos de movilización de personal a las subestaciones afectadas.

INDICADORES ECONÓMICOS

Detalle	Requipamiento de Crosconectore:		
	MONTO	PORCENTAJE(%)	
	US$	SUMINISTR	C.DIRECTOS
COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN			
SUMINISTRO	122,000	82%	98%
OBRAS CIVILES	0	0%	0%
MONTAJE	2,500	2%	2%
COSTO DIRECTO TOTAL	**124,500.00**	**84%**	**100%**
COSTO INDIRECTO DE CONSTRUCCIÓN			
DISEÑO	3,735	3%	
INDEMNIZACIONES			
SERVIDUMBRE			
EIA (ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL			
GASTO ADMINISTRATIVO (ETESA)	4,980	4%	
INGENIERIA Y SUPERVICION (ETESA)	4,980	4%	
INPREVISTOS	6,225	5%	
INSPECCIÓN	3,735	3%	
TERRENO			
GASTO FINANCIERO			
OTRO GASTO			
SUB-TOTAL	**23,655**	**14%**	
GRAN TOTAL	**148,155**		

VALOR ORIGINAL Y VALOR NETO DE LOS EQUIPOS A REEMPLAZAR:

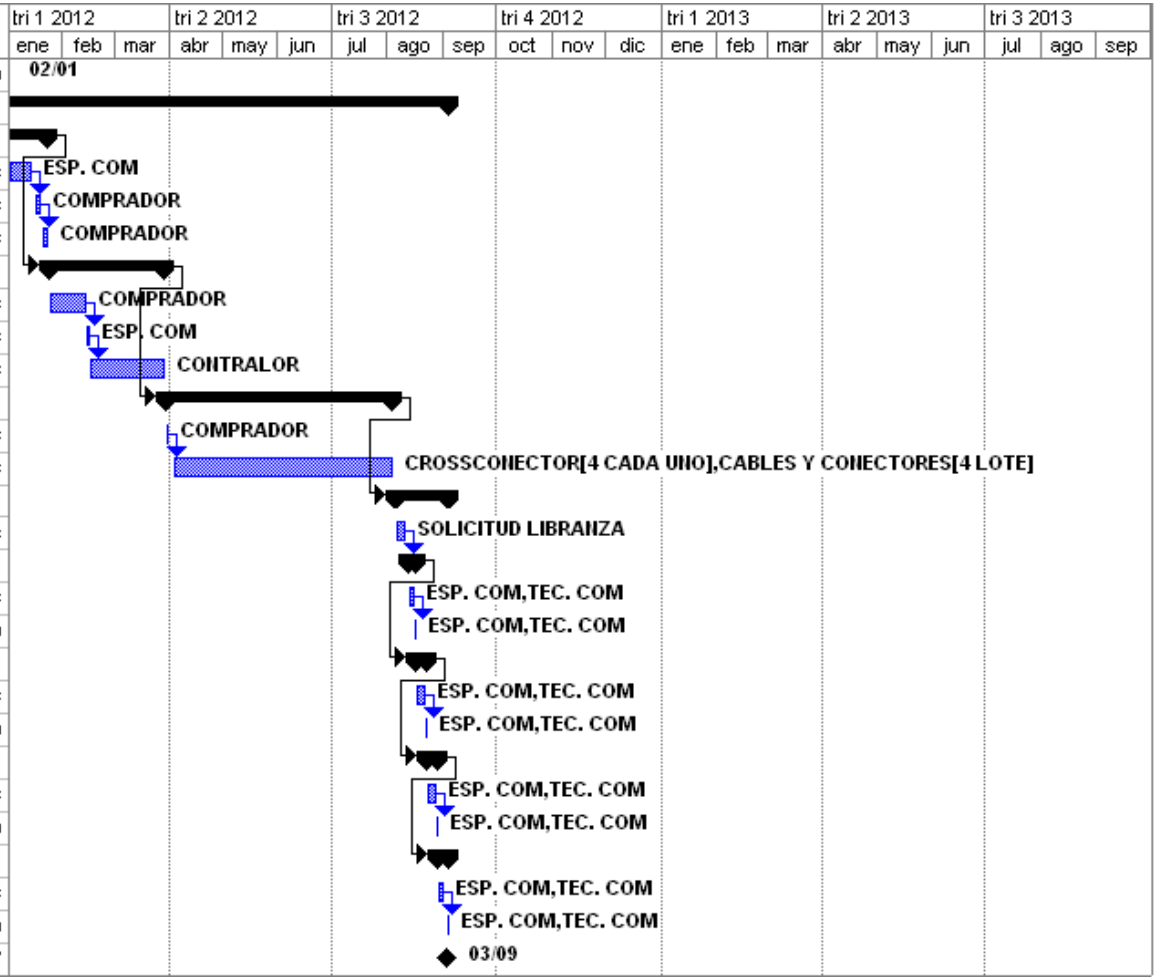
EL VALOR NETO ES VALOR SEGÚN LIBROS

#	UBICACIÓN	PLACAS	VALOR ORIGINAL	VALOR NETO AL LA FECHA DE REPOSICIÓN
1	CND	14690	6,500	0.00
2	CERRO MENA	10658	6,500	0.00
3	CERRO TABOGA	10697	6,500	0.00
4	S/E CALDERA	10456	6,500	0.00

- **Precio estimado según marca y modelo.**

PLAN DE TRABAJO

Id	PRESUPUESTO	Nombre de tarea	Duración
1	$0.00	REPOSICION DE CROSS-CONECTORES	1 día
2	**$124,912.00**	**RESUMEN**	**176 días?**
3	**$720.00**	**Ingenieria y administracion**	**16 días**
4	$720.00	Pliego de Cargos	10 días
5	$0.00	Solicitud de compra	4 días
6	$0.00	Orden de compra	2 días
7	**$144.00**	**Etapa de Contratacion Publica**	**47 días**
8	$0.00	Publicacion y Propuestas	15 días
9	$144.00	Evaluacion Tecnica	2 días
10	$0.00	Refrendo	30 días
11	**$122,000.00**	**Etapa de Suministro**	**92 días**
12	$0.00	Orden de Proceder	2 días
13	$122,000.00	Suministro	90 días
14	**$2,048.00**	**Etapa de Instalacion**	**21 días?**
15	$0.00	Solicitud de libranzas	5 días
16	**$512.00**	**Instalacion CND**	**4 días**
17	$384.00	Instalacion y cableado	3 días
18	$128.00	Puesta en Servicio	1 día
19	**$512.00**	**Instalacion Cerro Mena**	**4 días**
20	$384.00	Instalacion y cableado	3 días
21	$128.00	Puesta en Servicio	1 día
22	**$512.00**	**Intalacion Cerro Taboga**	**4 días**
23	$384.00	Instalacion y cableado	3 días
24	$128.00	Puesta en Servicio	1 día
25	**$512.00**	**Instalacion S/E Caldera**	**4 días?**
26	$384.00	Instalacion y cableado	3 días
27	$128.00	Puesta en Servicio	1 día
28	$0.00	Fin	1 día?



FLUJO DE DESEMBOLSO

AÑO 2012

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO							122,000						122,000
OBRAS CIVILES													0
MONTAJE								2,500					2,500
DISEÑO	1,868	1,868											3,735
ADMINISTRACIÓN	498	498	498	498	498	498	498	498	498	498			4,980
ING. Y SUPERVISION	498	498	498	498	498	498	498	498	498	498			4,980
INSPECCIÓN	1,000	1,000						1,000	735				3,735
IMPREVISTOS								6,225					6,225

EQUIPAMENTO DE MULTIPLEXORES MSAN

Se contempla el equipamiento de la Red de Multiplexores en Fibra Óptica MSAN los cuales se encuentran Instalados desde Colón (BLM – Ciclo Combinado) hasta la S/E Veladero y de S/E Guasquitas hasta S/E Changuinola.

ANTECEDENTES

Los multiplexores MSAN se encuentran instalados en los nodos de la red de fibra óptica de ETESA, utilizados para el transporte de datos, los mismos requieren ser equipados con módulos para brindar más servicios y mejorar la calidad de la comunicación, enfocados en la integración de los relés diferenciales de línea con la interface óptica del multiplexor para lograr la optimización de los hilos de fibra óptica.

Estos equipos cuentan con tecnología de punta altamente confiable lo que nos garantiza una vida útil de por lo menos 10 (diez) años. Con esto se logra tener una Red segura, confiable y con capacidad para atender a los nuevos agentes que quieran entrar al SIN y/o para dar redundancia al trabajar en conjunto con la Red de Microondas.

OBJETIVO GENERAL

Equipar los Multiplexores MSAN con los módulos requeridos para poder integrar los relés diferenciales de línea y de esta manera optimizar el uso de los hilos de fibra óptica; igualmente con módulos de voz y datos de tal manera que a través de estos equipos se pueda brindar la comunicación básica requerida para la integración de un nuevo agente (SCADA, teléfono rojo, teléfono crema).

ALCANCE

El proyecto consiste en el equipamiento de los Multiplexores MSAN instalados en los siguientes sitios:

20. BLM – Correg. de Sabanitas, Dist. de Sabanitas, Provincia de Colón
21. S/E Santa Rita – Correg. de Sabanitas, Dist. de Sabanitas, Provincia de Colón
22. S/E Caceres – Correg. de Betania, Dist. de Panamá, Provincia de Panamá
23. CND – Correg. de Betania, Dist. de Panama, Provincia de Panamá

24. S/E Llano Sanchez – Correg. de El Roble, Dist. de Aguadulce, Provincia de Coclé
25. S/E Veladero – Correg. de Tole, Dist. de Tole, Provincia de Chiriqui
26. S/E Guasquitas – Correg. de Gualaca, Dist. de Gualaca, Provincia de Chiriqui
27. S/E Fortuna – Correg. de Chiriquisito, Dist. de Gualaca, Provincia de Chiriqui
28. S/E Cañazas – Correg. de Punta Peña, Dist. de Chiriquí Grande, Provincia de Bocas del Toro
29. S/E La Esperanza – Correg. de El Empalme, Dist. de Changuinola, Provincia de Bocas del Toro
30. S/E Changuinola – Correg. de El Empalme, Dist. de Changuinola, Provincia del Bocas del Toro

JUSTIFICACIÓN TECNICA

Se está equipando al Multiplexor MSAN, que es un equipo con tecnología de punta, con los módulos de voz y datos requeridos para poder optimizar los hilos de fibra óptica, para poder brindar la comunicación requerida a cualquier nuevo agente que desee integrarse en uno de estos nodos.

Características de los Multiplexores

- Línea óptica de STM1 expandible a STM4
- Alcance de hasta 200 km sin necesidad de repetidor
- Configuración redundante, en control y alimentación
- Capacidad para trabajar en configuración de anillo simple y redundante
- Capacidad de Croos-conexión
- Ranuras para tributarias de alta y baja velocidad
- Permite utilizar módulos Ethernet
- Permite utilizar módulos de voz
- Permite utilizar módulos de datos (RS-232, V.35, EIA530,etc)
- Permite utilizar módulos IEEE C37.94

Características de los Módulos por Adquirir

- Modulo de E1:
    - Velocidad de línea: 2.048 Mbps ± 50ppm
    - Código de línea: AMI/HDB3
    - Jitter: ITU G.823

- Impedancia: 75 Ω/120 Ω
- Conector: SCSI-II 68-pin
- Puertos: 16, 32 y 63

- Modulo Ethernet:
  - Velocidad de datos: 10/100/1000 Mbps
  - Protocolo de capa 2: RSTP, VLAN, MSTP, IGMP, QOS
  - Multiplexación: G.707
  - Protocolo de Procesamiento: VCAT, GFP (G.7041), LAPS y LCAS(G.7042)
  - Puertos: 8 puertos fast Ethernet y uno Gigabit Ethernet

- Modulo FXO/FXS:
  - Codificación: Ley A o Ley μ seleccionable por el usuario
  - Impedancia AC: 600 Ω o 900 Ω
  - Ajuste de ganancia: -21 a +10 dB en pasos de 0.1 dB
  - Conector: RJ-11
  - Puertos:
    - 12/24 FXS
    - 24 FXO
- Modulo Coodireccional:
  - Cantidad: Cuatro (4) módulos o tarjetas
  - Puertos: Ocho (8) puertos o canales por modulo
  - Interface: ITU G.703 64 Kbps co-directional
  - Conector: 120 ohm, RJ48
  - Distancia de Línea: Hasta 500 metros
  - Loopbacks DTE: Payload Loopback, Local Loopback
- Modulo RS-232:
  - Cantidad: Cuatro (4) módulos o tarjetas
  - Puertos: Ocho (8) puertos o canales por modulo
  - MUX: Maximo 5 puertos subrate por cada 64K bps
  - Muestreo de Data:
    - Asíncrono : Modo Mux 0.6K, 1.2K, 2.4K, 4.8K, 9.6K
      Modo: Independiente 0.6K,1.2K,2.4K,4.8K,9.6K, 19.2K
    - Síncrono: Modo Mux 0.6K, 1.2K, 2.4K, 4.8K, 9.6K
      Modo Independiente 0.6K, 1.2K, 2.4K, 4.8K, 9.6K, 19.2K, 38.4K, 48K, 64K
  - Conector: Ocho (8) conectores RJ-48 (puerto 1 a puerto 8)

- Modulo IEEE C37.94:
    - Fuente: LED
    - Longitud de Onda: 820 nm
    - Conector: ST
    - Tipo de Fibra Óptica: Multimodo
    - Código de línea: NRZ
    - Potencia Óptica: -12 dBm

JUSTIFICACION ECONÓMICA:

REALIZACIÓN DEL PROYECTO

Realizar este proyecto, además de liberar hilos de fibra óptica de gran valor comercial, que en este momento están siendo utilizados únicamente para la comunicación de relés diferenciales de línea, permitirá ampliar la capacidad de transporte de voz y datos con un equipo cuya expectativa de vida no es inferior a 10 años y con ello garantizar una comunicación óptima y confiable.

NO REALIZACIÓN DEL PROYECTO

De no realizarse el proyecto se seguirá subutilizando y ocupando valiosos hilos de fibra óptica, dedicándolos única y exclusivamente a la comunicación de relés diferenciales de línea, lo que en un momento dado puede llevar a que se agote la disponibilidad de los mismos. Igualmente se pierde la oportunidad de tener una real y efectiva redundancia a través de este equipo.

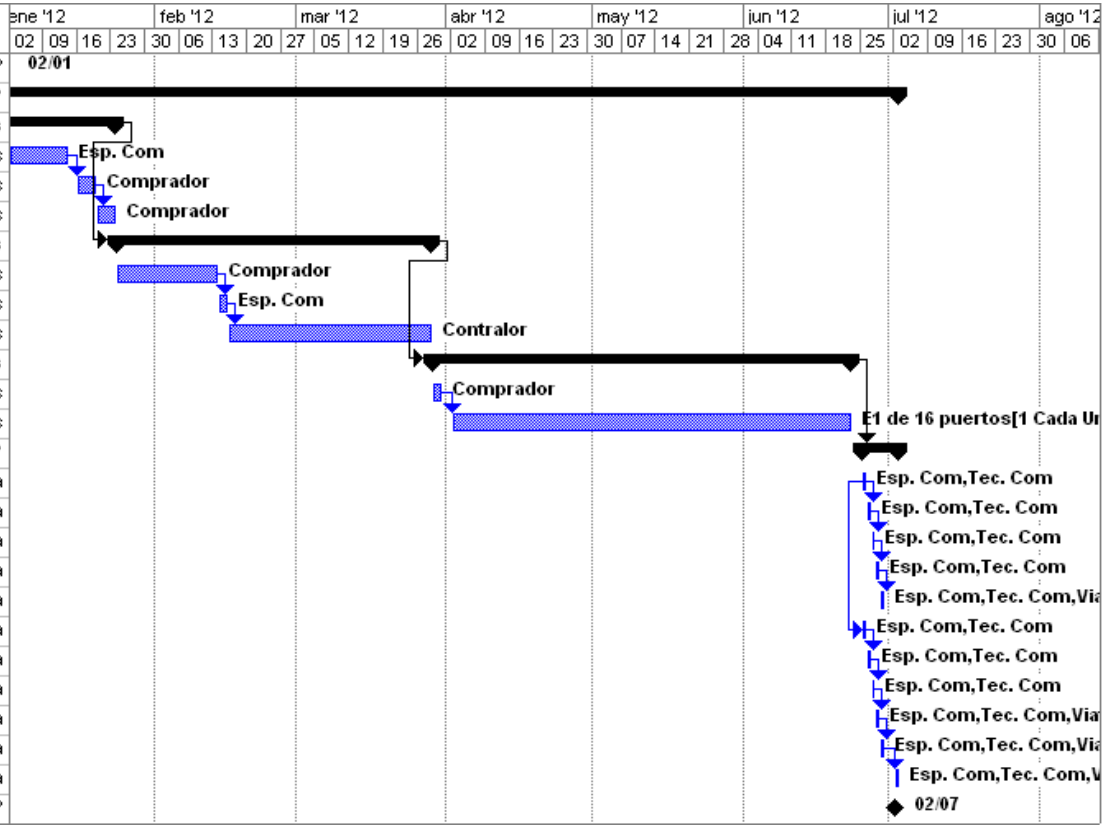
Si no se realiza el proyecto no tendríamos la capacidad de integrar nuevos agentes u ofrecer servicios complementarios de comunicaciones.

INDICADORES ECONÓMICOS

Detalle	Equipamiento de Multiplexores MSAN		
	MONTO	PORCENTAJE(%)	
	US$	SUMINISTRO	C.DIRECTOS
COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN			
SUMINISTRO	115,664	83%	98%
OBRAS CIVILES	0	0%	0%
MONTAJE	2,000	2%	2%
COSTO DIRECTO TOTAL	**117,664.00**	**85%**	**100%**
COSTO INDIRECTO DE CONSTRUCCIÓN			
DISEÑO	3,530	3%	
INDEMNIZACIONES			
SERVIDUMBRE			
EIA (ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL			
GASTO ADMINISTRATIVO (ETESA)	4,707	4%	
INGENIERIA Y SUPERVICION (ETESA)	4,707	4%	
INPREVISTOS	5,883	5%	
INSPECCIÓN	3,530	3%	
TERRENO			
GASTO FINANCIERO			
OTRO GASTO			
SUB-TOTAL	**22,356**	**14%**	
GRAN TOTAL	**140,020**		

PLAN DE TRABAJO

Id	PRESUPUEST	Nombre de tarea	Duración
1	$0.00	EQUIPAMENTO MSAN	1 día?
2	**$118,536.00**	**RESUMEN**	**131 días?**
3	**$720.00**	**Ingenieria y administracion**	**16 días**
4	$720.00	Pliego de Cargos	10 días
5	$0.00	Solicitud de Compra	4 días
6	$0.00	Orden de Compra	2 días
7	**$144.00**	**Etapa de Contratacion Public**	**47 días**
8	$0.00	Publicacion y Propuestas	15 días
9	$144.00	Evaluacion Tecnica	2 días
10	$0.00	Refrendo	30 días
11	**$115,664.00**	**Etapa de Suministro**	**62 días**
12	$0.00	Orden de Proceder	2 días
13	$115,664.00	Suministro	60 días
14	**$2,008.00**	**Etapa de Instalacion**	**6 días?**
15	$128.00	Instalacion en BLM	1 día
16	$128.00	Instalacion en Santa Rita	1 día
17	$128.00	Instalacion en Caceres	1 día
18	$128.00	Instalacion en CND	1 día
19	$278.00	Instalacion en Llano Sanche	1 día
20	$128.00	Instalacion en Veladero	1 día
21	$128.00	Instalacion en Guasquitas	1 día
22	$128.00	Instalacion en Fortuna	1 día
23	$278.00	Instalacion en Cañazas	1 día
24	$278.00	Instalacion en La Esperanza	1 día
25	$278.00	Instalacion en Changuinola	1 día
26	$0.00	FIN	1 día?



PLAN DE FINANCIAMIENTO

FLUJO DE DESEMBOLSO

AÑO 2012

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO				57,832	57,832								115,664
OBRAS CIVILES													0
MONTAJE						1,000	1000						2,000
DISEÑO	3,530												3,530
ADMINISTRACIÓN	600	588	588	588	588	588	1,167						4,707
ING. Y SUPERVISION	600	588	588	588	588	588	1,167						4,707
INSPECCIÓN	505	505	505	505	505	505	500						3,530
IMPREVISTOS	5,883												5,883

ANEXO III-12

PLAN DE PLANTA GENERAL

Plan de Planta General

Presentamos a continuación la descripción y justificación de estos proyectos.

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE SEDE PROPIA DE ETESA

REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN 2010

Referencia Base: Estudio aprobado en el Plan de Expansión 2008

CONTENIDO

1. ANTECEDENTES: *3*

2. SITUACIÓN ACTUAL. *4*

3. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE ALQUILER O COMPRA. *8*

a) ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE ALQUILER DE EDIFICIO. 9

b) ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE COMPRA DE EDIFICIO. 10

4. REVISION DEL ALCANCE O COBERTURA DEL PROYECTO. *11*

5. REVISIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS. *14*

6. REVISION DE LOS COSTOS UNITARIOS DE CONSTRUCCIÓN *19*

7. REVISION DEL CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN. *20*

8. BENEFICIOS. *23*

9. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO *25*

10. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN *25*

ANEXOS

1. ANTECEDENTES:

En el Plan de Expansión 2008, aprobado mediante resolución AN No.2296–Elec, de 30 de diciembre de 2008, la ASEP aprobó 10.7 millones de Balboas de inversión, para la construcción de la sede de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA). En el año 2009, la ASEP incorporó el inicio de la remuneración de dicha inversión, para el periodo 2009-2013, como parte del Ingreso Máximo Permitido, aprobado mediante la resolución AN No.2718 –Elec, de 30 de junio de 2009.

El 3 de diciembre del año 2008, ETESA realizó la licitación No. 2008-2-78-0-08 – LV 001614, por mejor valor, para el diseño, la construcción y la puesta en funcionamiento del complejo de edificios, obras exteriores e instalaciones complementarias para la sede principal de ETESA, en la cual sólo se recibió la propuesta del CONSORCIO ESCO, el cual contaba entre sus asociados a la empresa BM3 OBRAS Y SERVICIOS, empresa que posteriormente, fue inhabilitada por el Tribunal Administrativo de Contrataciones Publicas, mediante Resolución No. 006-2009-DECISIÓN / TadeCP de 3 de marzo de 2009, para participar en actos de selección de contratistas con el Estado Panameño.

En consecuencia de lo anterior, ETESA se vio obligada a declarar desierto el acto de licitación 2008-2-78-0-08 – LV 001614, mediante resolución No. 072-D-LV la 070-DLP de 7 de febrero de 2009.

Durante el año 2009, debido a los resultados de la primera licitación pública antes señalada, las limitaciones del presupuesto del año 2009 del Estado Panameño y la evolución de la empresa, ETESA se decidió reevaluar y actualizar el estudio y mejorar la estrategia para la ejecución del proyecto. Producto de estas condiciones, ETESA tomó las siguientes decisiones:

- Frente a las limitaciones presupuestaria ETESA decidió realizar el proyecto en dos fases, limitando la primera fase al módulo de las oficinas de la Gerencia de Operación y Mantenimiento, debido a la urgente necesidad de mejorar las infraestructuras en las cuales se realiza la planificación, la programación, la organización y el control de los trabajos realizados por el personal de operación y mantenimiento de la red de transmisión. Actualmente esta primera fase se encuentra en desarrollo del diseño de construcción, a cargo de la Universidad Tecnológica de Panamá.
- Respecto a las oficinas administrativas, ante la evolución de las responsabilidades de la empresa, se decidió reevaluar el alcance o cobertura de las instalaciones a construir.
- Frente a las incertidumbres y complejidades de los procesos de contratación de diseño y construcción y la necesidad urgente de satisfacer las necesidades de oficinas adecuadas a las necesidades de ETESA, se planteo la tarea de evaluar la compra de instalaciones disponibles para la venta en la ciudad de Panamá (construidas o en proceso de finalización de obras), cuyo detalle se presenta en esta actualización.
- Debido al tiempo transcurrido, desde la aprobación de la inversión en el año 2008, hasta la fecha probable de ejecución del proyecto (2011), fue necesario actualizar los costos de construcción, con fuentes de información detallada y más confiable.

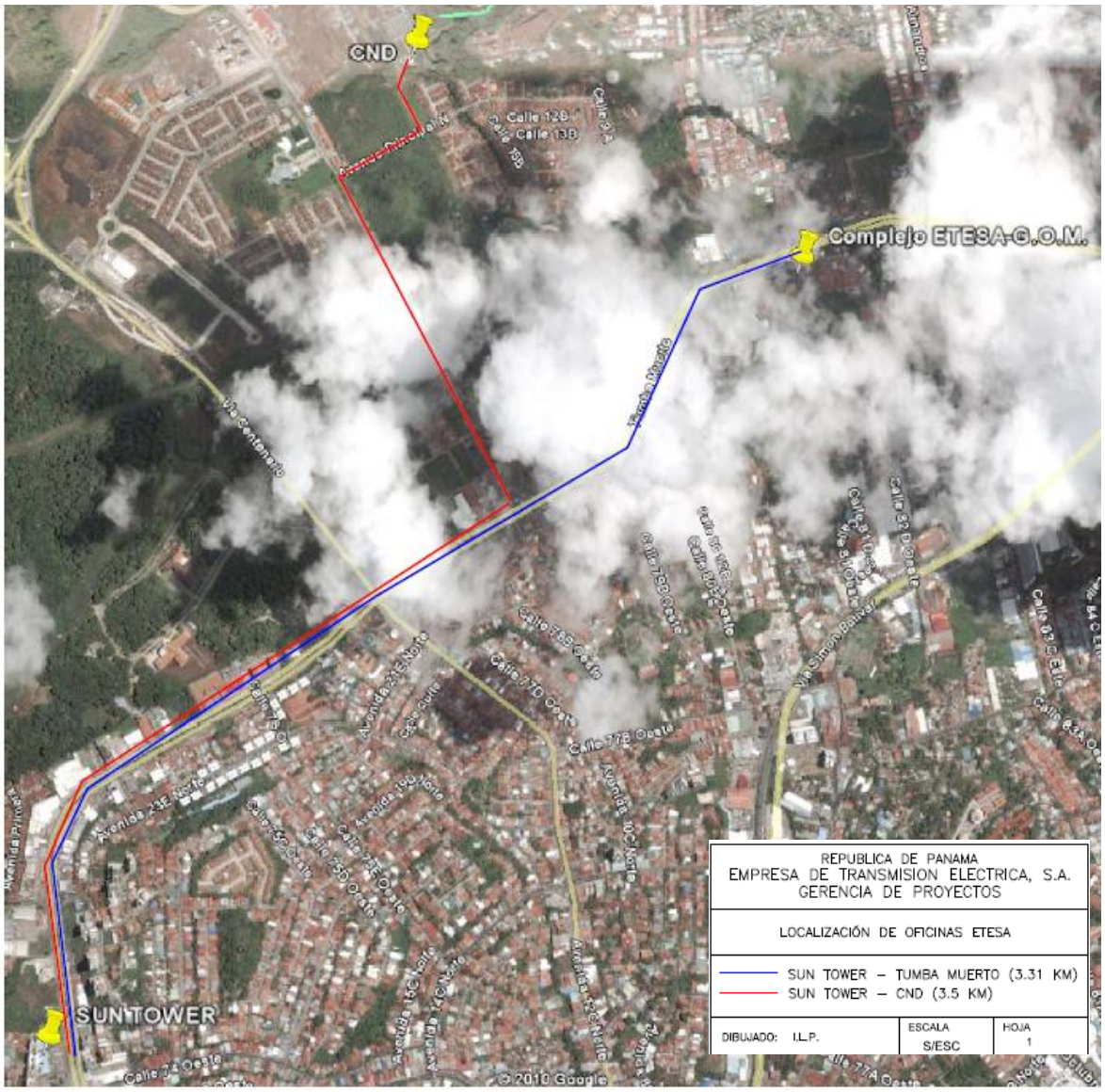
2. SITUACIÓN ACTUAL.

ETESA, opera actualmente con tres centros de trabajo en la ciudad de Panamá, en adición a dos centros de operaciones y mantenimientos de subestaciones y líneas, ubicados en Provincias Centrales y Chiriquí. Las instalaciones que se encuentran en la Capital, dispersas en el corregimiento de Bethania, del distrito de Panamá, son las siguientes:

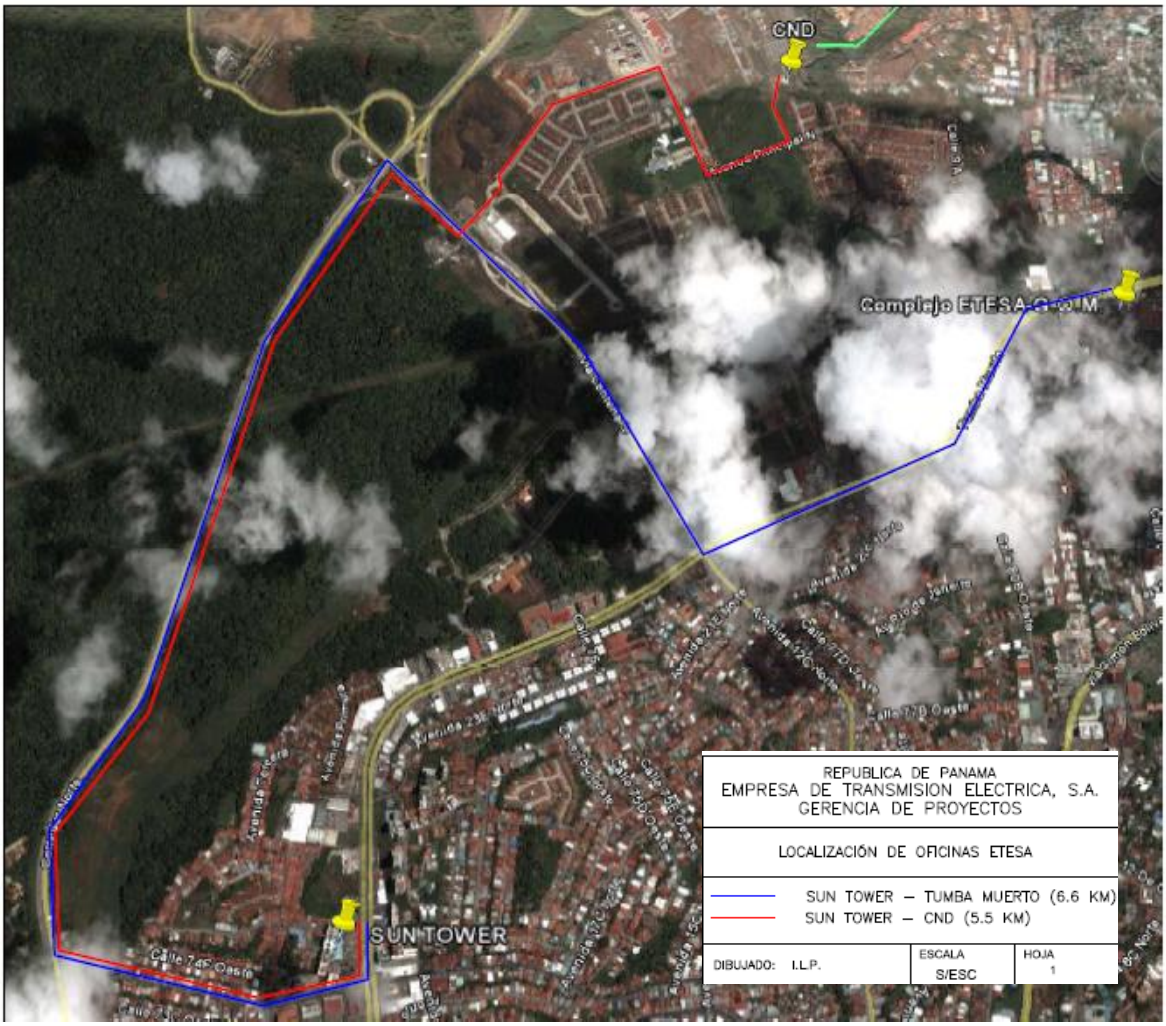
- Edificio Sun Tower, ubicado en el poblado El Dorado, ocupado por las unidades administrativas.
- Edificaciones ubicadas en el Complejo Deportivo de ETESA, poblado de Miraflores, donde se aloja la Gerencia de Operación y Mantenimiento, los equipos y el personal de operaciones y mantenimiento de la Zona 1, así como también el Almacén Central.
- Edificio ubicado en el poblado Condado del Rey, adyacente a la Subestación Panamá, donde están las oficinas del Centro Nacional de Despacho.

Estas tres instalaciones están separadas por 3.3 km de distancia entre ellas, unidas básicamente por la Avenida Ricardo J. Alfaro, conocida como Tumba Muerto, vía de congestionamiento vehicular, durante las 24 horas del día, agudizado durante las horas laborables. Por tal motivo, ETESA incurre en significativos gastos de transporte y pérdidas de horas hombre diariamente, para realizar las labores requeridas en administración, control, planificación, programación y organización, entre otras actividades indispensables para suministrar los servicios de transmisión de energía eléctrica, operar y administrar el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El traslado de un centro a otro representa en promedio 6.6 km de recorrido, por la Tumba Muerto como se puede apreciar en la siguiente imagen.



Adicional a la Avenida Tumba Muerto, como vía alterna, existe la posibilidad del traslado por el Corredor Norte, trayecto por medio del cual se puede evadir el congestionamiento de la Tumba Muerto y ahorrar horas hombre en los procesos. Sin embargo, esta alternativa conlleva un incremento de gasto de combustible y gasto por el pago de cuotas, con el recorrido de 11 km (5.5 km x 2) para traslado entre el Sun Tower y el CND y/o de 13.2 km (6.6 km x 2), en el traslado entre el Sun Tower y las oficinas de Complejo Deportivo. A continuación se presenta imagen con este recorrido alterno.



El operar a estas distancias, trae como consecuencia que la comunicación entre los colaboradores se dilate y el trámite de la documentación, los equipos y materiales se complique y requiera tiempo excesivo.

La centralización de las oficinas en una sola área de trabajo haría más expeditas las labores indispensables para el servicio que presta la empresa y, por consiguiente, se lograría mayores eficiencias de procesos y de costos.

3. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE ALQUILER O COMPRA.

Como parte de la reevaluación del proyecto y debido al déficit de espacio y a las condiciones deterioradas de las oficinas alquiladas en el Edificio del Sun Tower, ETESA se vio apremiada a investigar el mercado para explorar la posibilidad de mudarse alquilando o comprando oficinas construidas o cuya construcción estuviese en programación de ser concluida, en el corto plazo.

Se evaluaron técnica y económicamente, distintas opciones de alquiler o compra en el mercado nacional, destacándose entre ellas los edificios: Centenial Mall, Albrook Office Center, Unicorp Business Plaza, Grupo Q, sin descartar incluso la compra y remodelación de las oficinas alquiladas en el Sun Tower.

Es importante señalar que la base de comparación, para evaluar las opciones de compra, se enmarcó en las necesidades de metros cuadrados de oficinas y estacionamientos relacionadas con las unidades administrativas ubicadas actualmente en el Edificio Sun Tower, con la finalidad de obtener una solución al problema exclusivo de estos grupos de trabajo.



De las alternativas evaluadas, Albrook Office Center, Unicorp Business Plaza y Sun Tower, no satisfacen las necesidades de ETESA/2010, ya que las áreas disponibles son menores a las requeridas, como se aprecia a continuación.

DETALLE	REQUERIMIENTO 2010-SUN TOWER CONSTRUCCIÓN
AREAS (MT^2)	
OFICINAS	3,539
ESTACIONAMIENTOS	1,060
TOTAL	**4,599**
Cantidad de estacionamientos	118

EDIFICIOS DISPONIBLES MARZO/2010				
A	B	C	D	E
CENTENIAL	ALBROOK	UNICOR	SUN	GRUPO Q
	No satisfacen requerimientos			
3,880	2,978	3,408	2,150	6,080
4,500	1,350	792	1,350	1,620
8,380	**4,328**	**4,200**	**3,500**	**7,700**
150	150	88	150	**180**

Por su parte, dos alternativas evaluadas superaban los requerimientos de oficinas y estacionamientos requeridos la Administración de ETESA/2010: el Centenial Mall y Grupo Q., de los cuales se presenta la información a continuación.

a) ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE ALQUILER DE EDIFICIO.

Con el objetivo de reevaluar las alternativas de alquiler para las oficinas administrativa ubicadas en el Edificio Sun Tower, ETESA cotizó los precios

de alquileres, de las instalaciones disponibles en el mercado. A continuación se presentan los datos de esta investigación.

Nombre del Proyecto	Área	Ubicación	m^2	Alquiler			
				p / m^2 (*)	Mensual	Mantenimiento	
						p / m^2	Total
Centennial Mall	Planta Baja	Avenida Universidad Tecnologica	1,940	19.26	37,364.40	2	3,880.00
	Planta Alta		1,940	19.26	37,364.40	2	3,880.00
	Estacionamientos		4,500	9.63	43,335.00	2	9,000.00
Albrook Office Center	Oficinas	Albrook	4,328	21.4	92,619.20	1	4,328.00
	Estacionamientos		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Unicorp Business Plaza		Área El Carmen	4,200	19.26	80,892.00	1.25	5,250.00
Sun Tower Mall	Oficinas	Tumba Muerto	3,500	9.68	33,876.50	0	0
	Estacionamientos		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Grupo Q		Tumba Muerto	7,700	5.67	43,666.70	n/a	n/a

(*) Incluyendo el 7% de ITBMS

Como se puede observar, salvo el caso del **Grupo Q**, el cual requiere una inversión de cinco millones de balboas para remodelación, el resto de las instalaciones presenta precios de alquiler entre 66% y 131% más onerosas que el Sun Tower, donde operan actualmente las oficinas administrativas, en condiciones deficientes.

b) ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE COMPRA DE EDIFICIO.

Para esta comparación, los costos de construcción del estudio aprobado en el Plan de expansión 2008 se incrementaron en 23% por renglones de gastos no previstos en la primera estimación identificados en la etapa de diseño de construcción (cumplimiento de normas de diseño, normas de la Autoridad de Tránsito y Transporte Terrestre, normas de la Autoridad Nacional del Ambiente y acceso especial de discapacidad, entre otros aspectos necesarios de considerar en las construcciones actuales). Adicionalmente los costos originales de junio 2007 se escalaron, con la variación de Índice de Precios al Consumidor a marzo 2010. Finalmente, con el objetivo de homogenizar las alternativas, a la alternativa base de construcción se le agregó el costo de mudanza.

Las alternativas de compra que satisfacen los requerimientos requieren una mayor inversión, comparadas a la opción de construir el edificio en los terrenos de propiedad de ETESA, como se puede apreciar a continuación.

ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS Y DISIPONIBILIDADES

DETALLE	REQUERIMIENTO ADM ETESA 2007 ADM CENTRAL	HOMOGENIZANDO CON REQUERIMIENTOS GRUPO Q Requerimiento	GRUPO Q Sobre dimensión	CENTENIAL MALL Requerimiento	CENTENIAL MALL Sobre dimensión
Año de construcción					
AREAS (MT^2)					
OFICINAS	3,539	3,539	2,541	3,539	341
ESTACIONAMIENTOS	1,060	1,060	560	1,060	3,440
TOTAL	**4,599**	4,599	3,101	4,599	3,781
				-	-
Cantidad de estacionamientos	118	118	62	118	32
mt2 x estacionamiento	9.00				
COSTO-PRECIO (Miles de B/. -a precios mar/2010)					
TOTAL	**8,039**	3,942	2,658	8,078	6,642
OTROS COSTOS DE COMPRA DE EDIFICIO					
MUDANZA Y REMODELACION	**513**	**5,281**		**100**	
COSTOS ADICIONALES POR OFICINAS SEPARADAS	**N/A**	870		870	
Reparaciones a los 20 años (50 del valor de compra actual)	**N/A**	1,272		N/A	
Costo de instalaciones equivalentes	**8,552**	**11,366**		**9,049**	
Costo de sobredimensión		2,658		6,642	
Costo total		**14,024**		**15,690**	
Costo promedio del requerimiento (B/./mt2)	1,859	2,471		1,968	

El Centenial Mall y Grupo Q, cumplen con los requerimientos en cuanto a áreas de oficinas y estacionamientos; no obstante, presentan una sobre dimensión en metros cuadrados, con los consiguientes sobrecostos.

Ante los resultados del análisis del mercado de bienes inmuebles disponibles, se procedió a la revisión integral del proyecto de construcción de la sede de ETESA, en los terrenos de su propiedad.

4. REVISION DEL ALCANCE O COBERTURA DEL PROYECTO.

La revisión del alcance del proyecto de construcción de la sede propia de ETESA se fundamenta en los siguientes aspectos:

1. Nuevas responsabilidades de ETESA: Mediante la Ley 57 de 13 de octubre de 2009, el Estado le asignó a ETESA la responsabilidad de realizar los actos de concurrencia para la compra de potencia y/o energía, así como la evaluación, adjudicación y tramitación de las firma de los contratos de suministro correspondientes entre las distribuidoras y los generadores, responsabilidad que le impone a ETESA el requerimiento de instalaciones

adicionales, para la atención de los participantes del mercado eléctrico panameño involucrados en estos procesos.

2. Requerimientos del Centro Nacional de Despacho (CND): En el estudio presentado en el año 2008, se había considerado un respaldo del CND, con las facilidades mínimas indispensables para tomar el control de la operación del sistema interconectado nacional (SIN), ante cualquier evento de indisponibilidad de las actuales oficinas.

   Sin embargo, en el año 2010 se detectó que las oficinas principales del CND debían ser consideradas en el proyecto de construcción de la sede de ETESA, para un mediano plazo, debido a:

   - Responsabilidades adicionales del CND, a corto y mediano plazo, para la implementación plena del Mercado Regional Centroamericano, así como la cobertura de las funciones como operador del sistema interconectado con Colombia y el Mercado Regional Andino.
   - Necesidad de creación de un grupo de revisión de metodologías, reglamentos y normativas, de acuerdo a señalamientos de las consultorías de cobertura de servicios brindados por CND, establecidas por el regulador. En anexo se presenta un resumen de la identificación y justificación de esta nueva unidad de trabajo.
   - Limitaciones de las oficinas actuales. Tanto los estacionamientos, como el salón de reuniones, no cubren las necesidades en su magnitud actual, menos los incremento que se prevén a corto y mediano plazo, dato que los participantes del mercado eléctrico reglamentariamente deben ser convocados para reuniones de planeamiento operativo semanal (predespacho), para reuniones mensuales de mercado y de operaciones (diferentes cada una) y del Comité Operativo quincenal y extraordinariamente cuando amerita.

- Riesgo de inundación de las oficinas actuales. A pesar de que se han realizado todas las acciones de mitigación para evitar inundaciones en las actuales instalaciones del CND, como canalizaciones y dragados, no se puede eliminar el riesgo de inundación debido a la configuración topográfica del terreno, donde está construido el actual edificio: en el valle de inundación del Rió Abajo y un afluente del mismo. En anexo se presenta un estudio, con imágenes de la topografía del área y de los conatos de inundaciones enfrentadas, que documentan e ilustran este riesgo.
- Limitaciones de expansión del edificio existente y requerimiento de espacio para acceso de nuevas líneas de transmisión. Los estudios de expansión del sistema de generación y de transmisión han identificado la necesidad de ampliar la Subestación Panamá, ubicada a un costado del edificio existnte, sin embargo el desarrollo urbanístico del área ha ocupado, casi en su totalidad los terrenos aledaños, situación que impide la expansión horizontal y vertical tanto de la subestación, como de las oficinas del CND.

3. Requerimientos estructurales y constructivos. El tamaño finalmente establecido debe considerar la necesidad de homogenizar las estructuras, en función de requerimientos futuros, debido a que por normativa, por economía de costos y seguridad, la construcción original debe ser diseñada y construida con losas completas y con la previsión de ampliaciones futuras, para evitar sobrecostos de construcción de losas adicionales, sobre estructuras ya construidas y minimizar riesgos de seguridad de equipos o personas.

5. REVISIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS.

En el estudio aprobado en el Plan de Expansión del 2008 se estimó un requerimiento de 12,797 mt^2, para cubrir los requerimientos de oficinas de las unidades administrativas ubicadas actualmente en el Edificio Sun Tower, de la Gerencia de operación y mantenimiento y el Almacén ubicadas en los terrenos propiedad de ETESA denominado Complejo Deportivo, más un respaldo del CND.

En esta revisión el análisis considera los requerimientos para:

- La administración: Gerencia General, Servicios Corporativos y Finanzas (administración, contabilidad, finanzas, servicios generales, tecnología, archivos centrales) Auditoría Interna, Control Fiscal y Asesoría Legal.
- Transmisión (Proyectos, Operación y Mantenimiento, Gestión Comercial, Gestión Ambiental, Gestión de Activos y Tarifas).
- Servicios de Operación Integrada (Planeamiento, Hidrometeorología y Centro Nacional de Despacho).
- Estacionamientos para vehículos de la empresa, empleados y visitantes.

Este proyecto considera la utilización de 4,000 m2 de los terrenos, propiedad de ETESA ubicados en la vía Ricardo J. Alfaro, valuados en B/.350.00 el m2, para la construcción de la Sede Propia de ETESA, el cual considera, además de las oficinas obras exteriores adicionales como:

- Área pavimentada para estacionamientos.
- Cancha de fulbito y gimnasio con máquinas de hacer ejercicios.
- Techado de la cancha de baloncesto existente.
- Eliminación de la piscina, parte de la cancha de fútbol, gradas, edificio Dutary, los vestidores y baño, canchas de tenis y frontenis.

- Remozamiento de los gazebos existentes y de los puentecitos para cruzar quebrada, hacia el área verde ubicada la fondo del terreno.
- Estacionamientos techados.

Es importante señalar que las áreas de construcción originalmente estimadas, debieron corregirse, debido a que los espacios típicos utilizados para determinar los requerimientos de oficinas y estacionamientos, en el estudio del año 2008, al estar a nivel de pre-factibilidad, no consideraban las reglamentaciones de construcción que normalmente se desarrollan durante la elaboración de los diseños y planos para construcción.

Con base en las áreas de requerimientos y mediante el avance del diseño de las instalaciones para la Gerencia de Operación y Mantenimiento (GOM) y el Almacén, más un ejercicio de pre-diseño se ubicaron las áreas, tanto para oficinas, como para estacionamientos, con el objetivo de estimar adicionalmente los espacios necesarios para columnas, rampas, áreas de elevadores, escaleras, áreas de circulación general y movilidad especial para discapacitados.

En consecuencia, para la revisión de la dimensión del edificio administrativo se usó como referencia inicial el área de las actuales oficinas de ETESA en el Sun Tower, redondeados a 4,000 m^2, tomando en consideración áreas de archivos corrientes en las diferentes unidades y áreas de trabajo colectivo, entre otros espacios que se requieren y faltan. En adición, para el CND, se consideró la necesidad de 1,400 m^2 para oficinas y 100 estacionamientos, para el personal del CND y para los participantes del mercado eléctrico. El requerimiento final de área para el nuevo edificio se estima en 5,400 m^2 para oficinas y 250 estacionamientos.

El área requerida para estacionamientos, parte del requerimiento de 9 m x 2.80 m= 25.20 m^2 para cada estacionamiento, lo cual comprende 6 m, para cada auto

estacionado, más 3 m de largo, para giro y circulación (la mitad de lo requerido para la vía de circulación), por 2.80 mt ancho.

Producto del pre-diseño de los estacionamientos de las instalaciones administrativas y el diseño de las instalaciones de GOM y el Almacén, las áreas de construcción actualizadas son las siguientes:

- Los estacionamientos se ubicaron en tres áreas: 3,668 m^2 en la planta inferior, 2643 m^2 en planta baja y 728 m^2 en el exterior techado, dando un total de 7039 m^2.
- Para las oficinas de la Administración Central se consideraron necesarios 1,025 m^2 en planta baja para Tecnología, Archivos y vestíbulo y tres losas de 2,000 m^2 cada una, para las diferentes unidades administrativas, incluyendo requerimientos futuros de la empresa. El área total de oficinas administrativas se estimó en 7,025 m^2.
- El edifico de la GOM y del Almacén contempla una planta baja, y dos niveles de losa, con un área de 2,949.09 m^2, los cuales corresponde a 983.03 m^2 por nivel
- El Almacén corresponde a un edificio de 790.0 $m^{2.}$

A continuación se presenta un esquema de la ubicación de los edificios, con los estacionamientos y un resumen de las variaciones de requerimientos, por efecto de las consideraciones en pre-diseño y diseño, según el avance de los estudios antes indicados.

UBICACIÓN DE LOS EDIFICIOS Y DISTRIBUCION DE LOS ESTACIONAMIENTOS



DETALLE DE REQUERIMIENTOS BASE Y DE DISEÑO

DETALLE	REQUERIMIENTOS BASE	REQUERIMIENTOS DE DISEÑO		VARIACIÓN	
		UBICACIÓN	ÁREA (MT2)		
OFICINAS Y ALMACEN					
ADM (Sun Tower-2010)	4,000	Losa 1	2,000		
CND (2010+ incr.)	1,400	Losa 2	2,000		
		Losa 3	2,000		
		Planta baja	1,025		
Sub total Adm y CND	**5,400**		**7,025**	1,625	30%
GOM	2,860		**2,949**		
ALMACEN	142		**790**		
Sub total Oficinas y almacén	**8,402**		**10,764**	**2,362**	28%
ESTACIONAMIENTOS					
Sun Tower + GOM	150	Planta inferior (sótano)	3668		
CND + agentes	100	Planta baja	2643		
TOTAL	250	Exterior techado	728		
mt2 /estacionamiento	25.2				
Área (mt2)					
Sub total estacionamientos	**6300**		**7,039**	**739**	12%
TOTAL OFICINAS + ESTACIONAMIENTOS	**14,702**		**17,803**	3,101	21%

Es importante señalar que la variación del área del almacén obedece a un cambio radical en el concepto, ya que en el diseño actual se ha considerado espacio de estacionamiento bajo techo y cerrado, dada la necesidad de realizar cargas y descargas al amparo de lluvias y como medidas de seguridad, lo cual no fue considerado inicialmente.

En términos generales, la variación de requerimientos se explica especialmente por la consideración de las reglamentaciones, entre las cuales se destacan, por el mayor impacto en la dimensión del nuevo edificio, las normativas para áreas de circulación tanto de personas, como de vehículos, las normas de construcción establecidas por la Autoridad de Transporte Terrestre (ATT), las normas establecidas por la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM) y la Ley que establece las disponibilidades especiales para personas con discapacidad; todo lo cual se consideró en el presente estudio de actualización.

Finalmente, el área total de de construcción del edificio propio, para la Sede de ETESA se estimó en 17,803 m^2.

Estas instalaciones son necesarias e imprescindibles para suministrar los servicios de transmisión, atender las necesidades de oficinas para personal técnico, gerencial y administrativo, con sus correspondientes estacionamientos de empleados y clientes, incluyendo al Centro Nacional de Despacho e Hidrometeorología y lograr el objetivo de superar las deficiencias y limitaciones en las instalaciones actuales y disminuir los gastos de transporte debido a la distancia entre las diferentes instalaciones de la empresa.

6. REVISION DE LOS COSTOS UNITARIOS DE CONSTRUCCIÓN

El monto de inversión del estudio aprobado en el Plan de Expansión 2008, se estimó con base en costos unitarios estándares de Balboas por mt^2 de construcción, promedios publicados por diversas fuentes de información de la industria.

En esta revisión, ETESA optó por utilizar costos promedios unitarios de construcción provenientes de la base de datos de Ingeniería Municipal. Dichos costos fueron elaborados con base a precios del año 2005, motivo por el cual, fueron escalados, para llevarlos a precios de mayo/2010.

Para tal fin se utilizaron los precios de contratos de construcción de las casas control de las subestaciones Changuinola y Concepción, los cuales datan del año 2006 y 2009. La variación de precios con esta metodología produce un incremento de 26% anual, de los precios de la base de datos del Municipio del 2005, para llevarlos a precios del año 2010.

El costo de construcción de este nuevo edificio se ha estimado en B/.17,845,489[1] de Balboas, como se detalla en el siguiente cuadro.

CONSTRUCCION		15,653,938
DISEÑO	3%	469,618
INGENIERÌA	4%	626,158
ADMINISTRACIÒN	4%	626,158
INSPECCIÒN	3%	469,618
TOTAL	14%	**17,845,489**

Tomando en consideración el área total de construcción estimada en 17,803 m2, y el costo total de 17.8 Millones de US$, el costo promedio de construcción resulta en 1,002.4 US$ por metro cuadrado, valor que resulta significativamente inferior al costo promedio de las dos opciones de compras evaluadas y al estimado del año 2008.

7. REVISION DEL CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN.

Este proyecto tiene un período de ejecución de dos años y medio.

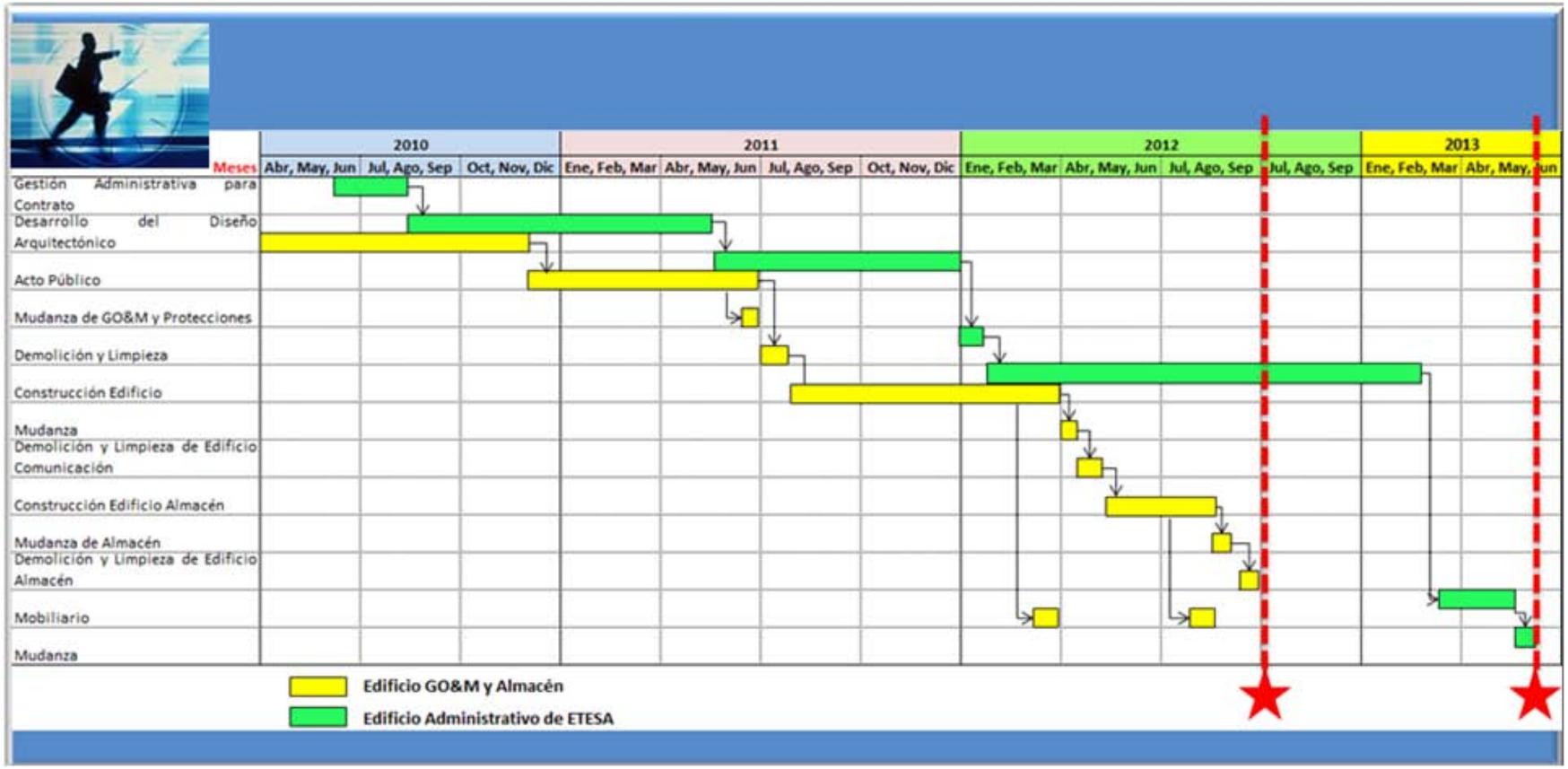
A continuación se presenta el cronograma de ejecución del proyecto, actualizado a mayo de 2010, tomando en consideración los macro-procesos de la gestión administrativa para la elaboración de los contratos del diseño y construcción, la realización de los diseños, la realización de los actos públicos para las contrataciones de la construcción, la demolición de estructuras y la construcción del edificio. Con dicha programación, se estima el inicio de operación para el 01 de abril de 2013.

[1] Incluye Estudio de Impacto Ambiental.

Basados en que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., se rige por la Ley N°22 de la Dirección de Contrataciones Públicas, se ha considerado en el siguiente cronograma, todos los requerimientos que la misma exige.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

CRONOGRAMA DE EJECUCION DEL PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE LA SEDE PROPIA DE ETESA.



El contrato con la Universidad Tecnológica comprende el diseño de construcción, la elaboración de las especificaciones técnicas, la estimación de los costos y el estudio de impacto ambiental.

8. BENEFICIOS.

Los beneficios atribuibles a la construcción del edificio, frente a la alternativa de alquiler, se mantienen y son los siguientes:

Ahorro en costos de operación del edificio:

Corresponde a los ahorros por concepto de las horas-hombre pagadas por la movilización del personal y los servicios básicos pagados (agua, energía eléctrica y comunicaciones) así como los servicios de seguridad, combustible y limpieza, etc.

Incremento de eficiencias:

Con este proyecto se lograrían concentrar todas las dependencias que actualmente estan distantes y separadas, unión que permitiría incrementar la productividad del personal. El aumento de productividad proviene de un ahorro de tiempo en el desplazamiento de los empleados, posibilidad inmediata de comunicación de persona a persona, de reuniones de equipos de trabajo y de suministros de implementos, entre otras actividades que se optimizan por la disponibilidad de recursos en un mismo sitio.

Ahorro de tiempo para los clientes, proveedores y colaboradores:

Este ahorro proviene de los menores tiempos y costos, tanto de ETESA, como sus clientes y proveedores, en los trámites con distintas dependencias administrativas y operativas (Ejemplos: proveedores/compras/almacen; clientes/gestión comercial/operaciones y comunicaciones, entre otros). Actualmente y con cualquier opcion de alquiler, es inevitable el recorrido entre las diferentes ubicaciones, para concretar trámites de firmas, recepción

de documentos y/o suministros y que, gracias al proyecto, dicho recorrido se reduciría a su mínima necesidad, por la concentración de todas las dependencias en una sola ubicación o en un mismo edificio.

Ahorro por concepto de costos de arriendo de Inmuebles:

Como parte del la justificacion económica del proyecto aprobado en el Plan de Expansion 2008 se detallaron ampliamente estos beneficos. Producto del creciente incrementos de los costos de alquiler, estos beneficios se han incrementado, en proporción directa a la variacion de los precios de este rubro. A continuacion se presenta la variacion anual y del periodo dic/2008-mar/2010.

DETALLE	Índice de Precios al Consumidor Octubre 2002=100		
	2008	2009	Marzo-2010
Alquiler.....	107.1	114.3	122.8
Variación anual		7.2	8.5
Variación 2008 - marzo2010			15.7

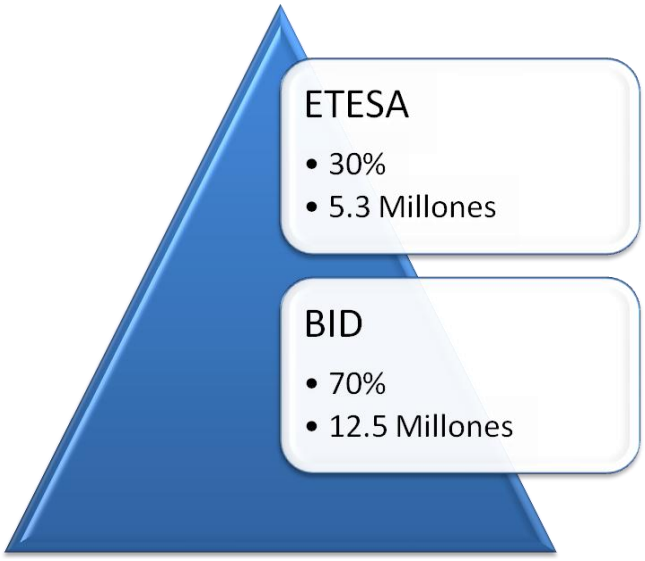
Fuente: Contraloría General de la República. Series de IPC-Nacional.

Beneficios Intangibles:

El concepto de beneficios "intangibles" se refiere a la identificación de beneficios que no se pueden cuantificar, pero que deben incidir en la decisión cuando se debe optar entre estas alternativas. Dentro de éstos cabe mencionar la bienestar y percepción de la empresa por parte de los clientes y proveedores, la imagen e identidad de la empresa, la calidad de vida de los colaboradores, producto del mejoramiento de sus condiciones de trabajo y mayor seguridad de las instalaciones.

9. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO

Durante los meses de mayo y junio de 2010 se iniciaron las conversaciones con el Banco Interamericano de Desarrollo, para lograr la inclusión de este proyecto, en el programa de financiamiento. En principio, se está solicitando una estructura de financiamiento 30% ETESA y 70% BID.



10. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN

La construcción de esta sede, es necesaria e imprescindible para disminuir los costos y optimizar los procesos necesarios para suministrar los servicios de transmisión, atender las necesidades de oficinas para personal técnico, gerencial y administrativo y de estacionamientos tanto para empleados, como clientes, incluyendo al Centro Nacional de Despacho e Hidrometeorología, eliminando los inconvenientes y gastos asociados a la distancia entre las diferentes instalaciones de la empresa.

Por lo tanto, se recomienda la aprobación de los cambios de dimensión y costos de construcción del edificio propio para Sede de ETESA, a construirse en terrenos de su propiedad, ubicados en la vía Ricardo j. Alfaro, conocido como el Complejo

Deportivo, debido a que corresponde a la alternativa de mínimo costo, más eficiente y rentable, con máximo beneficio para la empresa y el país.

ANEXOS

1. **Resolución de ETESA No. 072-D-LV, de 9 de marzo de 2009, mediante la cual se declara desierto el acto público No. 2008-2-78-0-08-LV001614, celebrado el 3 de diciembre de 2008.**
2. **Esquemas de diseño preliminar del edificio de Operación y Mantenimiento y el Almacén.**
3. **Contrato de Diseño y Estudio de Impacto Ambiental, con la Universidad Tecnológica de Panamá.**
4. **Estudio aprobado, como parte del Plan de Expansión 2008.**

ANEXO No. 1: Resolución de ETESA No. 072-D-LV, de 9 de marzo de 2009, mediante la cual se declara desierto el acto público No. 2008-2-78-0-08-LV001614, celebrado el 3 de diciembre de 2008.

PM 3:08 MAR10'09 ETESA

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
(Capital Accionario 100% del Estado Panameño)

RESOLUCIÓN No.072-D-LV
(de 9 de marzo del 2009)

EL GERENTE GENERAL EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES

CONSIDERANDO:

Que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. es una empresa creada por el Estado panameño para la prestación del servicio público de transmisión de electricidad, que se rige por las disposiciones de la ley de sociedades anónimas y por el Código de Comercio, tal como se establece en el Artículo 25 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Que el Estado panameño es el dueño del cien por cien (100%) del capital accionario de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.

Que de acuerdo a la precitada disposición, mientras el Estado panameño mantenga el cincuenta y uno por ciento (51%) o más del capital accionario, se aplicarán las disposiciones especiales de la Ley 6 de 1997 y las de derecho privado que le sean aplicables.

Que la Ley 22 de 27 de junio de 2006, sobre contratación pública, ha dispuesto expresamente que las Reglas y los Principios básicos de obligatoria observancia establecidos en ella regirán para los contratos que realicen las Sociedades Anónimas en las que el Estado sea propietario del cincuenta y uno por ciento (51%) o más del capital accionario.

Que en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 22 de 2006 citada, se dicta la presente Resolución.

Que mediante Resolución N° DF-037-09 del 2 de febrero de 2009, el Director General de Contrataciones Públicas ordenó a ETESA proceder a una nueva evaluación.

Que el día 07 de febrero de 2009 se publicó en el sistema electrónico PanamaCompra la Resolución N° 070-DLP de 07 de febrero de 2009.

Que en dicha Resolución se ordenó la instauración de una nueva Comisión Evaluadora para el acto público N° 2008-2-78-0-08-LV-001614 para la "CONSTRUCCIÓN DEL COMPLEJO DE OFICINAS PARA LA NUEVA SEDE DE ETESA", celebrado el 3 de diciembre de 2008.

Que mediante Resolución N° 006-2009-DECISIÓN / TadeCP de 3 de marzo de 2009, el Tribunal Administrativo de Contrataciones Públicas confirma la Resolución N° 115-08 de 31 de diciembre de 2008 del Ministerio de Obras Públicas por medio de la cual se resuelve administrativamente el contrato N° AL-1-95-08 e inhabilita a la empresa BM3 OBRAS Y SERVICIOS, S.A. por un período de seis (6) meses para participar en actos de selección de contratistas con el Estado panameño.

Que BM3 OBRAS Y SERVICIOS, S.A., forma parte del CONSORCIO ESCO, que participó en el acto público N° 2008-2-78-0-08-LV-001614 para la "CONSTRUCCIÓN DEL COMPLEJO DE OFICINAS PARA LA NUEVA SEDE DE ETESA", celebrado el 3 de diciembre de 2008; siendo la oferta de este consorcio la única que se ponderó al cumplir con los requisitos mínimos exigidos en el Pliego de Cargos.

Que de acuerdo a lo establecido en los artículos 368, 369 y siguientes del Decreto Ejecutivo N° 366 de 2006, la inhabilitación tiene efectos a futuro y para contratos nuevos, es decir, aquellos que no hayan sido refrendados por la Contraloría General de la República, como en el caso que nos ocupa.

RESUELVE:

PRIMERO: DEJAR SIN EFECTO la Resolución N° 070-DLP de 07 de febrero de 2009.

SEGUNDO: DECLARAR DESIERTO el acto público N° 2008-2-78-0-08-LV-001614 para la "CONSTRUCCIÓN DEL COMPLEJO DE OFICINAS PARA LA NUEVA SEDE DE ETESA", celebrado el 3 de diciembre de 2008.

TERCERO: Contra este acto caben las acciones establecidas en la Ley 22 del 2006, dentro de los plazos en ella indicados.

CUARTO: Para notificar la presente Resolución, publíquese en el Sistema Electrónico "PanamaCompra".

Isaac A. Castillo R.
Gerente General

Panamá, 10 de Marzo de 2009

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
(Capital Accionario 100% del Estado Panameño)

RESOLUCIÓN No.070-DLP
(de 7 de febrero del 2009)

EL GERENTE GENERAL EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES

CONSIDERANDO:

Que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., es una empresa creada por el Estado panameño para la prestación del servicio público de transmisión de electricidad, que se rige por las disposiciones de la ley de sociedades anónimas y por el Código de Comercio, tal como se establece en el Artículo 25 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Que el Estado panameño es el dueño del cien por cien (100%) del capital accionario de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.

Que de acuerdo a la precitada disposición, mientras el Estado panameño mantenga el cincuenta y uno por ciento (51%) o más del capital accionario, se aplicarán las disposiciones especiales de la Ley 6 de 1997 y las de derecho privado que le sean aplicables.

Que la Ley 22 de 27 de junio de 2006, sobre contratación pública, ha dispuesto expresamente que las Reglas y los Principios básicos de obligatoria observancia establecidos en ella regirán para los contratos que realicen las Sociedades Anónimas en las que el Estado sea propietario del cincuenta y uno por ciento (51%) o más del capital accionario.

Que el acto para la selección de contratista número 2008-2-78-0-08-LV-001614 para la "CONSTRUCCIÓN DEL COMPLEJO DE OFICINAS PARA LA NUEVA SEDE DE ETESA", se celebró el día 3 de diciembre de 2008, en la gerencia de Compras e Inventario, ubicado en el Edificio Sun Towers Mall, 1er. Piso, Avenida Ricardo J. Alfaro (Tumba Muerto), corregimiento de Bethania, Ciudad de Panamá.

Que al acto de selección de contratista arriba mencionado, se presentaron tres (3) proponentes:

PROPONENTE	VALOR OFERTADO
RIVA, S.A. RIVACOM, S.A. ASOCIACIÓN ACCIDENTAL	B/.12,875,000.00
HEYMOCOL-PROCOMON ASOCIACIÓN ACCIDENTAL	B/.13,140,204.00
CONSORCIO ESCO	B/.13,113,133.25

Que los participantes al acto cumplieron con el requisito obligatorio establecido de presentación de las correspondientes Fianzas de Propuesta.

Que el día 7 de enero de 2009, la Comisión Evaluadora emitió su Informe recomendando la declaratoria de desierto de este acto de selección de contratista, mismo que fue publicado el 8 de enero de 2009 en el Sistema Electrónico "PanamaCompra"

Que el 20 de enero de 2009, CONSORCIO ESCO presenta formal acción de reclamo ante la Dirección General de Contrataciones Públicas.

Que mediante Resolución N° DF-037-09 del 2 de febrero de 2009, el Director General de Contrataciones Públicas ordena a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. remitir a la Comisión Evaluadora el expediente de esta licitación para que proceda a la evaluación de las propuestas recibidas aplicando la metodología de ponderación contenida en el Pliego de Cargos y que una vez efectuada, presente el informe correspondiente a consideración del representante legal de la entidad.

Que en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 22 de 2006 citada, se dicta la presente Resolución.

RESUELVE:

PRIMERO: Instaurar una nueva Comisión Evaluadora, basados en lo que establece la Ley 22 de 2006 en su Artículo 48 y el Decreto Ejecutivo No.366 de 2006 en su Artículo 146, y en lo ordenado en la Resolución N° DF-037-09 del 2 de febrero de 2009, de la Dirección General de Contrataciones Públicas, para el acto número 2008-2-78-0-08-LV-001614 "CONSTRUCCIÓN DEL COMPLEJO DE OFICINAS PARA LA NUEVA SEDE DE ETESA ", celebrado el 3 de diciembre de 2008.

SEGUNDO: Contra este acto caben las acciones establecidas en la Ley 22 del 2006, dentro de los plazos en ella indicados

TERCERO: Para notificar la presente Resolución, publíquese en el Sistema Electrónico "PanamaCompra".

Isaac. A. Castillo R.
Gerente General.

Panamá, 7 de Febrero de 2009

República de Panamá
Dirección General de Contrataciones Públicas

RESOLUCIÓN N° DF- 037 -09
De (02) de febrero de 2009

EL DIRECTOR GENERAL DE CONTRATACIONES PÚBLICAS,
en uso de facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que esta Dirección mediante Resolución N° DF-22-09 de 20 de enero de 2009, admitió la Acción de Reclamo interpuesta por la firma GALINDO, ARIAS & LÓPEZ, apoderada legal del CONSORCIO ESCO en contra del Informe de Evaluación Técnica de la Licitación por Mejor Valor N° 2008-2-78-0-08-LV-001614, celebrada el 3 de diciembre de 2008, por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., para la "Construcción del "Complejo de Oficinas para la nueva sede de ETESA", cuyo precio de referencia es DOCE MILLONES CIENTO TRECE MIL DOSCIENTOS DIECINUEVE BALBOAS (B/.12,113,219.00).

Que dentro de las funciones adscritas por Ley a la Dirección General de Contrataciones Públicas, se establece resolver, en única instancia, las acciones de reclamo que se presenten en los procesos de selección de contratista efectuados por las entidades públicas, de conformidad a lo establecido en la Ley N° 22 de 2006 y del Decreto Ejecutivo N° 366 de 2006.

Que el reclamante dirige su acción de reclamo a cuestionar el dictamen de la Comisión Evaluadora que recomienda declarar desierto el acto, debido a que la propuesta de la reclamante, que fue la única que pasó a la etapa de ponderación por haber cumplido con los requisitos mínimos obligatorios, no llegó al 80% del puntaje solicitado según la cláusula 15.6 del Capítulo II del Pliego de Cargos (artículo 41 de la Ley N° 22 de 2006); disposición que a juicio de la reclamante sólo sería aplicable si al acto público sólo se hubiera presentado un proponente, y no frente a la participación de tres.

Que mediante Nota N° 09-(450-01)033 de 22 de enero de 2009, la entidad remitió en tiempo oportuno el expediente de la Licitación por Mejor Valor N° 2008-2-78-0-08-LV-001614, el cual consta de 1556 fojas en cuatro tomos, acompañado de su informe de conducta, indicando que la comisión evaluadora recomienda declarar desierta la licitación fundada en que dos de los proponentes no cumplían en su totalidad con los requisitos mínimos exigidos por el pliego de cargos para admitir una propuesta como válida para la evaluación y eventualmente para la adjudicación, y la tercera propuesta, que sí cumplía con esos requisitos mínimos sólo obtuvo un puntaje de 70.86 en los requisitos ponderables, de acuerdo con el sistema de evaluación de éstos últimos claramente especificado en ese pliego de cargos. Agrega la entidad que la comisión evaluadora consideró que esa tercera propuesta no es confiable al no alcanzar siquiera el mínimo que la ley exige aún en el caso de un solo proponente, entre otras cosas porque en la mayoría de los aspectos financieros ponderables el puntaje obtenido fue de cero (0) y, particularmente por tratarse del desarrollo de una obra de un alto grado de complejidad.

Que la entidad finaliza su informe indicando que la comisión evaluadora también fundamentó su recomendación en la facultad de rechazo de las propuestas recibidas que los artículo 52 de la Ley N° 22 de 2006 y 157 del Decreto Ejecutivo N° 366 de 2006, le conceden a la entidad licitante, especialmente en los casos de licitaciones por mejor valor, no habiendo otra propuesta válida que haya obtenido un segundo mejor puntaje en el sistema de ponderación, como es el caso.

Que de las constancias que reposan en el expediente de la Licitación Pública objeto de reclamo y del registro de este acto en el Sistema Electrónico de Contrataciones Públicas "PanamaCompra", se advierte que la entidad remitió las propuestas recibidas para la evaluación que prevé el numeral 9 del artículo 41 de la Ley 22 de 27 de junio de 2006, ante la Comisión Evaluadora, la cual en ejercicio de sus funciones expidió el Informe de Evaluación, publicado el 8 de enero de 2009 en el Sistema "PanamaCompra".

Que en este sentido, en oportuno señalar que el artículo 41 de la Ley N° 22 de 2006, establece que la Licitación por Mejor Valor es el procedimiento de selección de contratista en el cual el precio no es el factor determinante, ponderándose los aspectos técnicos, económicos, administrativos y financieros ofertados por los proponentes, estableciendo que se adjudicará al proponente que obtenga el mayor puntaje en la metodología de ponderación especificada en el pliego de cargos. Asimismo, el artículo 92 del Decreto Ejecutivo 366 de 2006, dispone que la entidad contratante que opte por utilizar la licitación por mejor valor, incluirá en el pliego de cargos entre los requisitos mínimos obligatorios, no solo los requisitos formales, sino aquellos otros requisitos mínimos que demuestren que el proponente posee la capacidad y la suficiencia esencial para cumplir con los bienes, obras, proyectos o servicios, objeto del acto público.

Que en ese orden de ideas, respecto a la actuación que se surte ante la Comisión Evaluadora, el artículo 48 de la Ley N° 22 de 2006, circunscribe su actividad a aplicar estrictamente los criterios de evaluación contenidos en el pliego de cargos con relación a las propuestas evaluadas, y continúa esta misma excerta indicando que la Comisión presentará su evaluación mediante un Informe, dirigido al representante legal de la entidad licitante o al funcionario delegado, y en ese mismo sentido, coincide esta disposición con lo normado en los incisos 10, 11 y 12 del artículo 41 de la Ley, al disponer que la comisión evaluadora verificará el cumplimiento de los requisitos obligatorios exigidos en el pliego de cargos, y una vez comprobado el cumplimiento de estos requisitos, pasará a evaluar a los proponentes que hubiesen cumplido, aplicando la metodología de ponderación descrita en el pliego. Luego de valorar todas las propuestas, la comisión evaluadora emitirá un informe, respecto del cual el artículo 145 del Decreto Ejecutivo N° 366 de 28 de

diciembre de 2006, se refiere prescribiendo que el mismo contendrá la evaluación o el análisis realizado, y el precitado artículo 48, señala que en éste se detallarán aquellas propuestas descalificadas y describirá cada propuesta con el puntaje obtenido de acuerdo con la metodología de ponderación establecida en el pliego de cargos.

Que el numeral 14 del artículo 41 de la Ley 22 de 27 de junio de 2006, dispone que una vez transcurrido el plazo para efectuar observaciones al informe de la comisión evaluadora, el jefe de la entidad licitante o el funcionario en quien se delegue, procederá, mediante resolución motivada, a adjudicar el acto público al oferente que haya obtenido el mayor puntaje, de acuerdo con la metodología de ponderación descrita en el pliego de cargos, o a declararlo desierto, si todos los proponentes incumplen con los requisitos obligatorios del pliego de cargos.

Que del examen de las normativas antes citadas queda evidenciado que el informe que expida la comisión evaluadora, con ocasión del ejercicio legítimo de sus funciones, deberá responder con estricto apego a una evaluación sustentada en los requerimientos del pliego de cargos de la contratación, y el resultado de su evaluación responderá a la metodología de ponderación prevista en este pliego, delimitando la legalidad de su actuación a la aplicación de los criterios y de la metodología de ponderación del pliego de cargos respecto a la propuesta evaluada, valoración que debe presentar en un informe, sin que ello dé ocasión para externar criterios u opiniones más allá de lo previsto en la Ley, el Reglamento o el Pliego de Cargos.

Que del examen del contenido del Informe de Evaluación de la Comisión Evaluadora, expedido con motivo de la celebración del Acto de Licitación por Mejor Valor Nº 2008-2-78-0-08-LV-001614, se advierte que la Comisión, en el Punto V de este Informe, concluye señalando que, luego de la evaluación correspondiente, recomienda a la entidad declarar desierto este acto público, lo cual contraviene lo dispuesto en el artículo 41 y 48 de la Ley 22 de 27 de junio de 2006, siendo que no es dable a la Comisión externar criterios u opiniones en torno a la evaluación que se efectúe, correspondiendo al representante legal de la entidad o al funcionario delegado, tomar la decisión con fundamento el Informe que expida la Comisión Evaluadora, atendiendo al interés público y la obtención del mayor beneficio para el Estado.

Que el artículo 48 de la Ley Nº 22 de 2006, en concordancia el artículo 146 del Decreto Ejecutivo Nº 366 de 2006, disponen que el informe de la comisión no podrá ser modificado ni anulado, salvo que por mandamiento del representante legal de la entidad, la Dirección General de Contrataciones Públicas o el Tribunal Administrativo de Contrataciones Públicas, se declare que se hizo en contravención de lo dispuesto en la Ley de Contrataciones Públicas o el pliego de cargos; en estos casos, las autoridades antes mencionadas podrán ordenar un nuevo análisis de las propuestas por parte de la comisión, o someter las propuestas a un análisis por parte de un nuevo grupo de profesionales.

Que en mérito de las consideraciones expresadas, con fundamento en lo dispuesto en el artículo 111 de la Ley Nº 22 de 27 de junio de 2006, y según lo dispone el artículo 303 del Decreto Ejecutivo Nº 366 de 2006, la Dirección General de Contrataciones Públicas en consecuencia,

RESUELVE:

PRIMERO: **ORDENAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., que remita a la Comisión Evaluadora, dentro de los dos días hábiles siguientes a la publicación de la presente resolución, el expediente de la Licitación por Mejor Valor Nº 2008-2-78-0-08-LV-001614, celebrada para la "Construcción del Complejo de Oficinas para la nueva sede de ETESA", a fin que la Comisión proceda a modificar la evaluación de las propuestas recibidas, limitándose a aplicar la metodología de ponderación contenida en el Pliego de Cargos, y una vez efectuada, se presentará el informe correspondiente a consideración del representante legal de la entidad o ante el funcionario delegado para tal fin, a quien corresponderá tomar la decisión con fundamento en el resultado de dicha evaluación.

SEGUNDO: **ADVERTIR** que contra la presente Resolución no cabe recurso alguno.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Artículos 41, 48, 49, 52, 111, 112 y 113 de la Ley Nº 22 de 27 de junio de 2006, artículos 30, 92, 148, 157, 298 y sig. del Decreto Ejecutivo Nº366 de 28 de diciembre de 2006, y Circular Nº DGCP-DJ-029-2007.

Dada en la ciudad de Panamá el dos (2) día del mes de febrero de dos mil nueve (2009).

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE,

EDILBERTO RUIZ MIRÓ
Director General

MARISSA ECHEVERS ESCOBAR
Secretaria General
ERM/MEE/OSN/mr

República de Panamá
Dirección General de Contrataciones Públicas

RESOLUCIÓN Nº DF- 040 -09
(De 2 de febrero de 2009)

EL DIRECTOR GENERAL DE CONTRATACIONES PÚBLICAS,
en uso de facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que esta Dirección mediante Resolución Nº DF-030-09 de veintiocho (28) de enero de 2009, admitió la Acción de Reclamo interpuesta oportunamente por los Apoderados Legales del consorcio RIVA, S.A. – RIVACON, S.A., contra el Informe de la Comisión Evaluadora emitido dentro del procedimiento de Licitación por Mejor Valor No. 2008-2-78-0-08-LV-001614, para la construcción del "Complejo de Oficinas para la nueva Sede de ETESA", cuyo precio de referencia es de DOCE MILLONES CIENTO TRECE MIL DOSCIENTOS DIECINUEVE BALBOAS CON 00/100 (B/.12,113,219.00).

Que la Acción de Reclamo interpuesta por el consorcio RIVA, S.A. – RIVACON, S.A., tiene su génesis en el hecho que la Comisión Evaluadora al momento de verificar el cumplimiento de los requisitos obligatorios exigidos en el Pliego de Cargos determinó el incumplimiento por parte del proponente, de lo requerido en el Capítulo II, punto 5.1, intitulado "Requisitos Mínimos Obligatorios", subpunto 1.4 del Pliego de Cargos, que exigía la presentación del "Organigrama del Proyecto"; sin embargo, reclama el accionante en su escrito que: "En los Documentos Técnicos – Formulario A, aportado por nuestro poderdante, en los puntos 3 y 4, se detalla el Organigrama del Proyecto incluyendo el nombre de quienes ocuparán esos cargos y sus especialidades, por lo que RIVA, S.A. – RIVACON, S.A., ASOCIACIÓN ACCIDENTAL SI cumplió con el requisito que se señala en el Informe de Evaluación como NO aportado".

Que con motivo de la Acción de Reclamo interpuesta por la firma forense Galindo, Arias & López, en su condición de apoderados legales del CONSORCIO ESCO, contra el Informe de Evaluación Técnica de la Licitación por Mejor Valor en cuestión, reposan en este despacho el expediente contentivo del procedimiento de selección de contratista, así como el informe de conducta emitido por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA); en virtud de lo cual se procederá a resolver la presente Acción interpuesta por la firma de abogados VALLARINO Y ASOCIADOS, con la documentación señalada.

Que de la revisión del expediente contentivo del procedimiento de Licitación por Mejor Valor Nº 2008-2-78-0-08-LV-001614, se observa que el Pliego de Cargos en el Capítulo II "Condiciones Especiales", punto 5.1, intitulado "Requisitos Mínimos Obligatorios", subpunto 1.4 del Pliego de Cargos, exigía la presentación del "Organigrama del Proyecto", punto sobre el cual recae la disconformidad del accionante.

Que para resolver la Acción de Reclamo impetrada por el consorcio RIVA, S.A. – RIVACON, S.A., resulta imperativo determinar el sentido y el alcance del término "Organigrama", para ello nos apoyamos en la definición que el Diccionario de la Real Academia Española de la Lengua, hace respecto del vocablo Organigrama como: "Sinopsis o esquema de la organización de una entidad, de una empresa o de una tarea", por lo que en este orden de ideas, al examinar los Documentos Técnicos – Formulario A, aportados por el consorcio RIVA, S.A. – RIVACON, S.A., a los cuales hace referencia el accionante, visibles a folio 1025 del expediente de marras, se observa que el mismo aportó información relativa al Personal de Diseño, Construcción y Montaje del consorcio, indicando sus nombres y su especialidad en el área de ingeniería; sin embargo, omitió la presentación del "Organigrama del Proyecto", toda vez que no se observa una sinopsis o esquema gráfico de la estructura organizativa de la empresa que desarrollará el proyecto.

Que es una obligación de los oferentes, en un procedimiento de selección de contratista, presentar su oferta ajustada a las exigencias del pliego de cargos y aceptar el pliego de cargos sin objeciones ni restricciones, conforme lo disponen los Artículos 29 y 40 de la Ley Nº 22 de 27 de junio de 2006, en consecuencia, era una obligación del consorcio RIVA, S.A. – RIVACON, S.A., la presentación de su oferta ajustada al Pliego de Cargos que rigió el procedimiento de Licitación por Mejor Valor, tal como lo indicó en su oferta visible a folio 1124 del expediente, o en su defecto debió haber solicitado a la entidad una aclaración respecto de ese requerimiento, dentro de los términos fijados en la Ley para tales fines.

Que esta Dirección al examinar la actuación de la Comisión Evaluadora a la luz de lo dispuesto en la Ley Nº 22 de 2006 y el Decreto Ejecutivo Nº 366 de 2006, concluye que la misma se ajusta a Derecho, toda

RESOLUCIÓN Nº DF-050-09
De 3 de febrero de 2009

vez que la oferta del consorcio RIVA, S.A. – RIVACON, S.A., incumplió en la presentación del requisito documental exigido en el Capítulo II "Condiciones Especiales", punto 5.1, intitulado "Requisitos Mínimos Obligatorios", subpunto 1.4 del Pliego de Cargos.

Que conforme a lo estipulado en el artículo 303 del Decreto Ejecutivo Nº 366 de 2006, una vez recibida la acción de reclamo y analizada la misma, si la Dirección General de Contrataciones Públicas considera que le asiste la razón al reclamante, podrá ordenar la suspensión del acto público y/o adoptar las medidas correctivas pertinentes. En caso contrario, esta Dirección confirmará lo actuado por la entidad licitante y el proceso de selección de contratista seguirá su curso, devolviéndose el expediente original a la entidad contratante respectiva.

Que de acuerdo a las consideraciones anteriores, esta Dirección concluye que no le asiste la razón al reclamante, por lo que se debe proceder con la confirmación de lo actuado por la entidad, respecto a la evaluación realizada a la oferta presentada por el accionante.

Que conforme las consideraciones expresadas, esta Dirección sobre la base de lo dispuesto en el artículo 111 de la Ley Nº 22 de 2006, reglamentado por el Decreto Ejecutivo Nº 366 de 2006,

RESUELVE:

PRIMERO: CONFIRMAR lo actuado por la Comisión Evaluadora en relación a la evaluación efectuada a la propuesta presentada por el consorcio RIVA, S.A. – RIVACON, S.A., emitido dentro del procedimiento de Licitación por Mejor Valor No. 2008-2-78-0-08-LV-001614, convocado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), para la construcción del "Complejo de Oficinas para la nueva Sede de ETESA", cuyo precio de referencia es de DOCE MILLONES CIENTO TRECE MIL DOSCIENTOS DIECINUEVE BALBOAS CON 00/100 (B/.12,113,219.00).

SEGUNDO: ADVERTIR que contra esta Resolución no cabe recurso alguno.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Artículos 111 de la Ley Nº 22 de 2006, Artículos 298 y s.s. del Decreto Ejecutivo Nº 366 de 2006.

Dada en la ciudad de Panamá a los tres (3) días del mes de febrero de dos mil nueve (2009).

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE,

EDILBERTO RUIZ MIRÓ
Director General

MARISSA ECHEVERS E.
Secretaria General

ERM/MEE/OSN/jidh.

REPUBLICA DE PANAMA
DIRECCION GENERAL DE CONTRATACIONES PUBLICAS

República de Panamá

Dirección General de Contrataciones Públicas

RESOLUCIÓN N° DF-030-09
De veintiocho (28) de enero de 2009.

EL DIRECTOR GENERAL DE CONTRATACIONES PÚBLICAS,
en uso de facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que la firma de abogados VALLARINO Y ASOCIADOS, en representación del consorcio RIVA, S.A. – RIVACON, S.A, interpuso formal Acción de Reclamo contra el Informe de la Comisión Evaluadora emitido dentro del procedimiento de Licitación por Mejor Valor N° 2008-2-78-0-08-LV-001614, para la construcción del "Complejo de Oficinas para la nueva Sede de ETESA", cuyo precio de referencia es de DOCE MILLONES CIENTO TRECE MIL DOSCIENTOS DIECINUEVE BALBOAS CON 00/100 (B/.12,113,219.00).

Que sobre la base de lo expuesto, se procedió a revisar la acción, determinándose que la misma cumple con las formalidades establecidas en el artículo 111 de la Ley No. 22 de 2006, reglamentada por el artículo 300 del Decreto Ejecutivo No.366 de 2006.

Que el reclamante solicita en su escrito se ordene a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), realizar una nueva evaluación, de conformidad con lo dispuesto en el Pliego de Cargos que rige el procedimiento de Licitación Pública No. 2008-2-78-0-08-LV-001614.

Que mediante la Resolución No.DF-22-09 de 20 de enero de 2009 se admitió una Acción de Reclamo contra el Informe de Evaluación Técnica de la Licitación por Mejor Valor en cuestión, interpuesto oportunamente por la firma forense Galindo, Arias & López, en su condición de apoderados legales del CONSORCIO ESCO, así como también se le ordenó a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) la remisión del expediente respectivo, con el informe de conducta correspondiente y tales documentos reposan en esta Dirección.

Que en virtud de lo anterior se procederá resolver la presente Acción interpuesta por la firma de abogados VALLARINO Y ASOCIADOS, con la documentación señalada, contándose para ello con el término establecido en el artículo 302 del Decreto Ejecutivo No. 366 de 2006, el cual corre a partir de la notificación de la presente resolución en el Sistema Electrónico "PanamaCompra".

Que conforme a lo establecido en el artículo 111 y s.s. de la Ley No. 22 de 2006, la Dirección General de Contrataciones Públicas tiene la facultad de resolver, en única instancia, las acciones de reclamo que se presenten en los procesos de selección de contratistas efectuados, por las entidades públicas, por tanto,

RESUELVE:

PRIMERO: ADMITIR la Acción de Reclamo interpuesta por los Apoderados Legales del consorcio RIVA, S.A. – RIVACON, S.A, contra el Informe de la Comisión Evaluadora emitido dentro del procedimiento de Licitación por Mejor Valor No. 2008-2-78-0-08-LV-001614, para la construcción del "Complejo de Oficinas para la nueva Sede de ETESA", cuyo precio de referencia es de DOCE MILLONES CIENTO TRECE MIL DOSCIENTOS DIECINUEVE BALBOAS CON 00/100 (B/.12,113,219.00).

SEGUNDO: TÉNGASE en conocimiento que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), ha cumplido con los términos señalados en el artículo 302 del Decreto Ejecutivo No. 366 de 28 de diciembre de 2006, en cuanto a la remisión del expediente y del informe de conducta correspondiente, de acuerdo a lo ordenado en la Resolución No.DF-22-09 de 20 de enero de 2009.

FUNDAMENTO LEGAL: Artículos 111, 112 y 113 de la Ley N° 22 de 27 de junio de 2006; Artículos 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304 y 305 del Decreto Ejecutivo N°366 de 28 de diciembre de 2006.

Dada en la ciudad de Panamá a los veintiocho (28) días del mes de enero de dos mil nueve (2009).

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE,

EDILBERTO RUIZ MIRÓ
Director General

MARISSA ECHEVERS E.
Secretaria General

ERM/MEE/OSN/jd.

REPUBLICA DE PANAMA
DIRECCION GENERAL DE CONTRATACIONES PUBLICAS

República de Panamá
Dirección General de Contrataciones Públicas

RESOLUCIÓN Nº DF-22 -09
De 20 de enero de 2009

EL DIRECTOR GENERAL DE CONTRATACIONES PÚBLICAS,
en uso de facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que la firma GALINDO, ARIAS & LÓPEZ actuando en calidad de apoderada legal del CONSORCIO ESCO ha presentado ante esta Dirección, Acción de Reclamo contra el Informe de Evaluación Técnica de la Licitación por Mejor Valor Nº 2008-2-78-0-08-LV-001614, celebrada el 3 de diciembre de 2008, por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., para la construcción del "Complejo de Oficinas para la nueva sede de ETESA", cuyo precio de referencia es DOCE MILLONES CIENTO TRECE MIL DOSCIENTOS DIECINUEVE CON 00/100 (B/.12,113,219.00), la cual se encuentra por adjudicar, tal como puede corroborarse a la fecha en los registros de "PanamaCompra".

Que el artículo 111 de la Ley Nº 22 de 27 de junio de 2006 y en concordancia el artículo 298 del Decreto Ejecutivo Nº 366 de 2006, dispone que la acción de reclamo podrá interponerse por los proponentes de un acto de selección de contratista, contra todo acto u omisión ilegal o arbitrario ocurrido durante el proceso de selección de contratista y antes de que se adjudique el acto público correspondiente.

Que la Acción de Reclamo presentada fue revisada por esta entidad, determinando que la misma cumple con la formalidad establecida en el artículo 111 de la Ley Nº 22 de 27 de junio de 2006 y el artículo 300 del Decreto Ejecutivo Nº 366 de 28 de diciembre de 2006.

Que el reclamante fundamenta su acción en que el Informe de la Comisión Evaluadora contiene la recomendación de declarar desierto el acto, debido a que la propuesta de la reclamante, que fue la única que pasó a la etapa de ponderación por haber cumplido con los requisitos mínimos obligatorios, no llegó al 80% del puntaje solicitado según la cláusula 15.6 del Capítulo II del Pliego de Cargos (artículo 41 de la Ley Nº 22 de 2006); disposición que a juicio de la reclamante sólo sería aplicable si al acto público sólo se hubiera presentado un proponente, y no frente a la participación de tres.

Que dentro de las funciones adscritas por Ley a la Dirección General de Contrataciones Públicas, se establece resolver, en única instancia, las acciones de reclamo que se presenten en los procesos de selección de contratista efectuados por las entidades públicas, de conformidad a lo establecido en la Ley Nº 22 de 27 de junio de 2006 y del Decreto Ejecutivo Nº 366 de 28 de diciembre de 2006, por lo que en consecuencia,

RESUELVE:

PRIMERO: ADMITIR la Acción de Reclamo presentada por la firma GALINDO, ARIAS & LÓPEZ, en representación del CONSORCIO ESCO, en contra el Informe de Evaluación Técnica de la Licitación por Mejor Valor Nº 2008-2-78-0-08-LV-001614, celebrado el 3 de diciembre de 2008, por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., para la construcción del "Complejo de Oficinas para la nueva sede de ETESA", cuyo precio de referencia es DOCE MILLONES CIENTO TRECE MIL DOSCIENTOS DIECINUEVE CON 00/100 (B/.12,113,219.00).

SEGUNDO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., el envío del expediente original respectivo, dentro de un término no mayor de tres (3) días hábiles, a partir de la notificación de esta Resolución, con el informe de conducta correspondiente para lo cual se adjunta el escrito presentado por el accionante. De no remitir el expediente dentro de este término, el funcionario responsable incurre en desacato, conforme lo dispone el artículo 302 del Decreto Ejecutivo Nº 366 de 28 de diciembre de 2006.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Artículo 4, 111 de la Ley Nº 22 de 27 de junio de 2006, artículos 298, 299, 300 y 305 del Decreto Ejecutivo Nº 366 de 28 de diciembre de 2006.

Dada en la ciudad de Panamá a los veinte (20) días del mes de enero de dos mil nueve (2009).

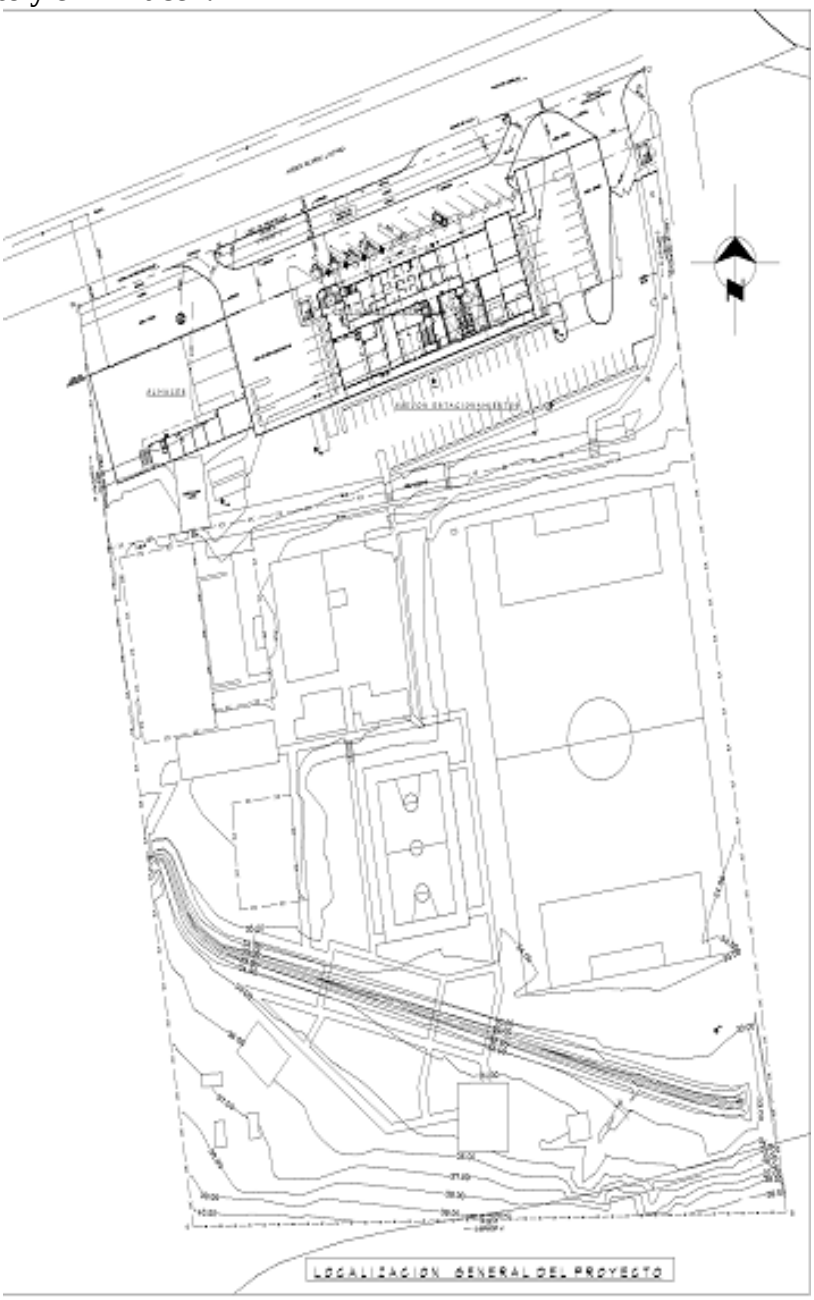
NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE,

EDILBERTO RUIZ MIRÓ
Director General

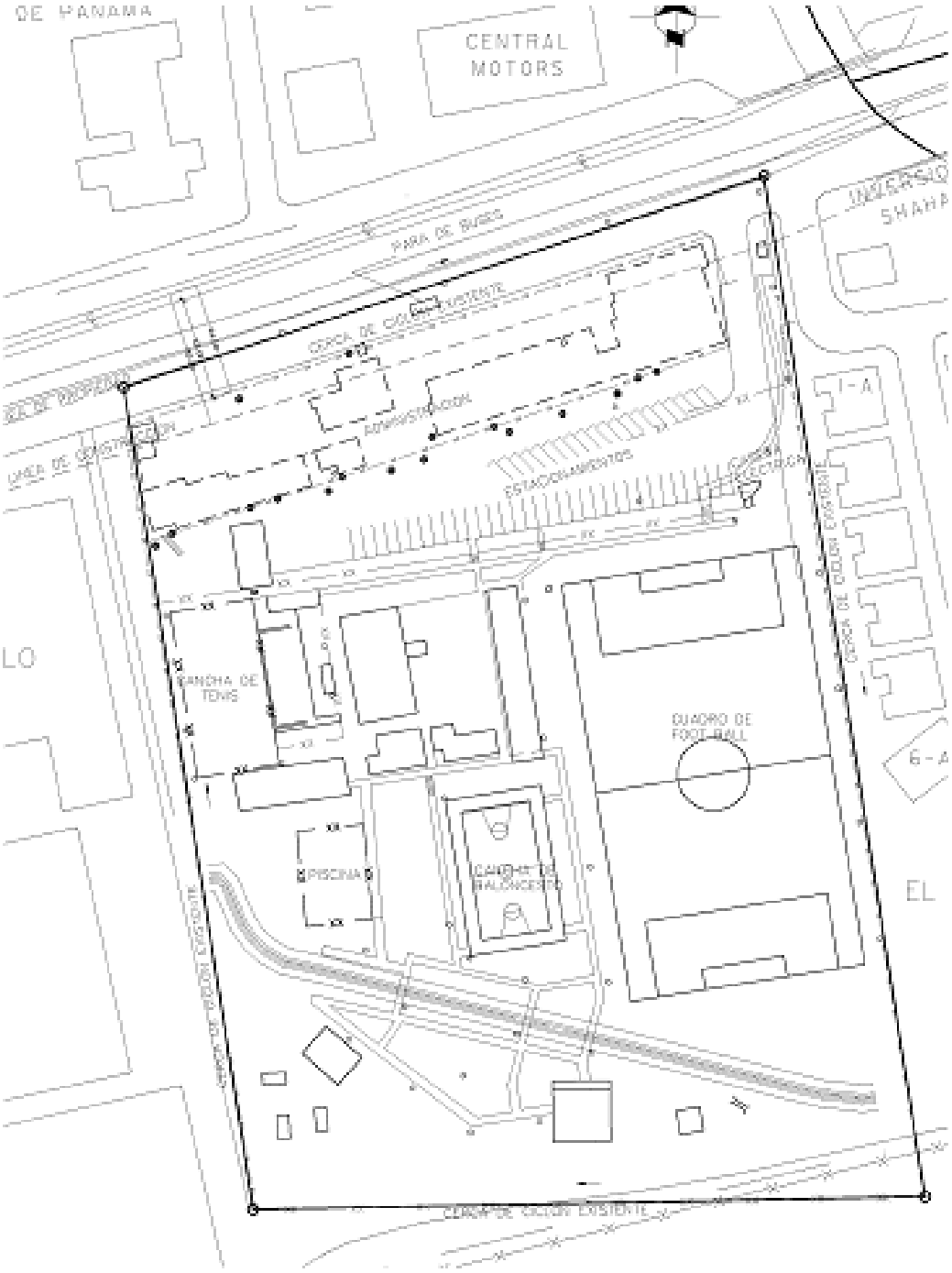
MARISSA ECHEVERS ESCOBAR
Secretaria General

ERM/MEE/OSN/mr

<u>ANEXO No. 2.</u> Esquemas de diseño preliminar del edificio de Operación y Mantenimiento y el Almacén.



A la derecha en la parte superior se localiza el edificio de la GOM y a la izquierda el Almacén y entre la cancha y el edificio el diagramado de los estacionamientos



Edificaciones existentes a demoler, para la construcción del Almacén y el edificio de la GOM.

.

ANEXO No.3 Contrato de Diseño y Estudio de Impacto Ambiental, con la Universidad Tecnológica de Panamá.

ANEXO No.4 Estudio aprobado, como parte del Plan de Expansión 2008

EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO EDIFICIO PARA ETESA

CONTENIDO

1. ANTECEDENTES: 42

2. AREAS DE TRABAJO POR DIRECCIÓN. 43

3. PERSPECTIVA: ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS 43

a) CASO CONTINUAR ARRENDANDO OFICINAS. 44
A1) SERVICIOS

B) CONSTRUCCIÓN DEL NUEVO EDIFICIO EN EL TERRENO DEL COMPLEJO DEPORTIVO. 46
B1) SERVICIOS
B2) SISTEMAS ESPECIALES
B3) PERÍODO DE EJECUCIÓN DEL EDIFICIO

4. ANALISIS DE MINIMO COSTOS Y RENTABILIDAD DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA. 48

5. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN 51

ANEXO A

ANEXO B

11. ANTECEDENTES:

Durante los últimos 40 años, desde la operación del Instituto de Recursos Hidráulico y Electrificación, y hasta la creación de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., (ETESA), se pagaron diez millones quinientos sesenta mil balboas **(B/10,560,000.00)**, aproximadamente, en concepto de alquiler de edificio. Durante todo ese tiempo, se evaluaron diferentes alternativas para la construcción de un edificio propio con niveles de rentabilidad aceptables, las cuales por diferentes razones no se culminaron.

Desde la creación de ETESA, en el año 1998, a través de La ley 6, marco regulatorio del proceso privatización del Sector Eléctrico hasta la fecha, se ha incurrido en altos costos de alquiler, aproximadamente se han gastado unos **B/ 2,644,744.90.** Adicionalmente, se han realizado remodelaciones a las oficinas, compra de mobiliarios y modulares para albergar la sede principal de ETESA, en instalaciones que no son de su propiedad, alcanzando un costo promedio por año de B/. 31,250.00.

La compra del Edificio Hatillo, por parte de la Alcaldía de Panamá, a inicios de del año 2007, obligó el traslado de nuestras oficinas administrativas a una nueva sede. La búsqueda de instalaciones, apropiadas a las necesidades de ETESA, culminó con la identificación del Edificio Sun Tower Mall, ubicado en la Vía Ricardo J. Alfaro, Corregimiento de Bethania, Distrito y Provincia de Panamá, construido sobre la finca Nº 102958, lo cual fue aprobado por nuestra Junta Directiva, representando un gasto de remodelación, acondicionamiento y mudanza, de B/ 930.000.00 aproximadamente (ver anexo).

12. AREAS DE TRABAJO POR DIRECCIÓN.

Para realizar esta evaluación, se determinaron los espacios requeridos según la estructura organizativa de la empresa, un detalle de esta información se presenta en el anexo. A continuación se presenta la distribución en metros cuadrados asignados a cada área de trabajo, según dirección administrativa.

AREAS DE TRABAJO POR DIRECCIÓN

Unidad Administrativa	Áreas Mts^2
Despacho Superior	**837**
Dirección Ejecutiva de Transmisión	**2473**
Dirección Ejecutiva de Servicios Corporativos y Finanzas	**2263**
Dirección de Operación Integrada	**2745**
Fiscalización CGR	**111**
Área Común	**610**
TOTAL	**9039**

Adicionalmente, se destinarán 3758 m^2 para estacionamientos de los autos del personal y la flota vehicular del área metropolitana de ETESA. Resultando un área total de 12,797 m$^{2.}$.

13. PERSPECTIVA: ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

En este documento se presenta el estudio de las diferentes alternativas, para atender las necesidades del personal que alberga las oficinas administrativas de ETESA, con la finalidad de obtener una solución al problema de la ubicación a partir de las evaluaciones realizadas. Las alternativas evaluadas son:

A. CASO CONTINUAR ARRENDANDO OFICINAS.

El costo del contrato de arrendamiento que se paga por los pisos alquilados en el edificio Sun Tower Mall, es de B/ 31,785.77 mensual, incluyendo el costo de mantenimiento y los impuestos correspondientes, que al compararlo al contrato de alquiler de las oficinas del Hatillo representa un incremento anual promedio de B/.9,746.23.
Para el análisis de esta alternativa se consideró un incremento anual promedio de 2.5%, basados en el renglón de alquiler del Índice de Precios al Consumidor.
Esta alternativa, conlleva continuar con las limitaciones y los problemas asociados a la distancia entre las diferentes instalaciones de la empresa, ubicadas en la Vía Ricardo J. Alfaro, como lo son la Gerencia del Centro Nacional de Despacho (CND), en Condado del Rey, la Gerencia de Operaciones y Mantenimiento (GOM), en las instalaciones del Complejo Deportivo y las oficinas administrativas de ETESA, en el Edificio Sun Tower Mall.

1. La distancia entre el CND, la GOM y las oficinas administrativas ubicadas en el Edificio Sun Tower Mall, incide negativamente en el desempeño administrativo de la empresa, debido a que, tanto el desplazamiento del personal, el manejo de la documentación y trámites inherentes entre estas oficinas, se debe dar entre estas áreas de trabajo. Un 44% (144) de los trabajadores del área metropolitana, con sede en el Centro Nacional de Despacho - CND (51) y la Gerencia de Operación y Mantenimiento – GOM (93), laboran a 3.71 y 3.25 kilómetros respectivamente, de la sede principal actual, ubicada en el edificio Sun Tower Mall, generando gastos anuales aproximados en combustible por el orden B/. 6,682.50. También se incurre en gastos de horas-hombre, por viaje de ida y vuelta a las instalaciones de Tumba Muerto y el CND, y viceversa lo que representa una erogación anual de aproximadamente B/.48,205.00. Este costo se ha estimado con base en el salario promedio de ETESA, dado que el

personal en tránsito es variado, más la carga prestacional legal exigida.[2]

2. La segmentación de instalaciones requiere duplicidad de contratos de algunos servicios, como por ejemplo seguridad y limpieza, entre otros.
3. La interrupción de labores, para dedicarlo al traslado o transporte produce atrasos en la ejecución de tareas, que no se ha cuantificado.

A.1 SERVICIOS**:Con relación a los costos de operación (comunicación, energía y combustible) y mantenimientos adicionales (permanentes o temporales) se pueden cuantificar a continuación sobre la base de los parámetros actuales que se consumen en el área metropolitana:**

- **Servicios Básicos**: Actualmente ETESA paga en promedio mensual la suma de veintisiete mil seiscientos sesenta y dos balboas con cero centésimos mensuales (B/.27,662.00) por estos servicios, totalizando B/.331,944.00.
- **Servicios de Seguridad:** personal y equipo técnico de vigilancia y control: tiene un costo siete mil ochocientos veinte con noventa centésimos (B/.7,820.90), totalizando unos B/.93,845.00 anuales.
- **Servicios de limpieza y mantenimiento:** Estos servicios cuestan alrededor de trece mil cuatrocientos sesenta y seis balboas con veinticinco centavos (B/.13,466.25) mensuales, totalizando B/.161,595.00, anuales.

[2]. No considera el gasto de transporte de los colaboradores realizado por cuenta propia.

B. CONSTRUCCIÓN DEL NUEVO EDIFICIO EN EL TERRENO DEL COMPLEJO DEPORTIVO.

Esta alternativa considera la construcción de un edificio moderno y eficiente, con diseño y tecnología de punta, en cuanto a ahorros de energía eléctrica se refiere, en un terreno propio de ETESA.

El costo de construcción de este nuevo edificio se ha estimado en B/.6,439,945.00. Esta inversión significaría un incremento de los activos de la empresa y una disminución de los costos de operación y mantenimiento por el orden de B/. 4,312,133.00.

Para este análisis se ha considerado el costo de diseño, de construcción, sistemas especiales (elevadores, sistema de aire acondicionado, planta auxiliar y otros) e imprevistos que totalizan B/.10,093,414.00.

El proyecto considera la utilización de 4,000 m2 de los terrenos, propiedad

INVERSION

Detalle	Monto (B/.)
Construcción del Edificio	6,439,945
Sistemas Especiales	2,102,450
Imprevistos	1,551,019
TOTAL SIN FINANCIAMIENTO	**10,093,414**

de ETESA ubicados en la vía Ricardo J. Alfaro, valuados en B/.350.00 el m2.

B.1 SERVICIOS:

Con relación a los costos de servicios básicos, seguridad y limpieza se han considerado ahorros, respecto a los requeridos en la alternativa planteada de continuar alquilando, detallados a continuación.

- **Servicios Básicos**: Se estima que estos costos podrían disminuir en 5% al considerarse en el diseño del nuevo edificio, un sistema de ahorro de agua y energía eléctrica. Que asciende a B/.16,597.00 al año.
- **Servicios de Seguridad:** El ahorro de este renglón de gastos se ha estimado conservadoramente en 3%, respecto al monto actual,

considerando una disminución del personal y equipo técnico de vigilancia y control requerido. Asciende a 2,815.00 al año.

- **Servicios de limpieza:** Al igual que en el caso del servicio de seguridad, la disponibilidad de un solo edificio presupone un ahorro, en este caso de 2% aproximadamente, B/.3,232.00 al año**.**

B.2 PERIODO DE EJECUCIÓN DEL NUEVO EDIFICIO.

Este proyecto tiene un período de ejecución de dos años y medio. De aprobarse el proyecto en el Plan de Expansión del año 2008, la programación del diseño se estima para el último trimestre del año 2008, o durante el primer trimestre del 2009. Por consiguiente, el acto competitivo, la evaluación de las propuestas, la adjudicación y la firma del contrato podrían darse durante los meses de octubre y noviembre de 2008, con lo cual la construcción estaría realizándose a partir del primer trimestre de 2009 y extenderse hasta junio de 2011. Con dicha programación, se estima el inicio de operación para el 01 de julio de 2011.
Basados en que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., se rige por la Ley N°22 de la Dirección de Contrataciones Públicas, hemos considerado en el período de ejecución del proyecto, todos los requerimientos que la misma nos exige.

14. ANALISIS DE MÍNIMO COSTOS Y RENTABILIDAD DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA.

La metodología de evaluación consiste en determinar los beneficios por concepto de ahorro que el proyecto proporciona versus los costos que implica seguir alquilando las instalaciones para el funcionamiento de la empresa.

4.1 Identificación de beneficios

Los beneficios atribuibles a la construcción del edificio, son los siguientes:

a. Ahorro en costos de operación del edificio:

Corresponde a los ahorros por concepto de las horas-hombre pagadas por la movilización del personal y los servicios básicos pagados(agua, energía eléctrica y comunicaciones) así como los servicios de seguridad, combustible y limpieza, etc.

b. Mejoramiento de la eficiencia del personal

En este proyecto que se persigue concentrar, en un solo edificio, varias dependencias que funcionan en localizaciones separadas, se lograría el aumento de la productividad del personal. El aumento de productividad proviene de un ahorro de tiempo en el desplazamiento de los funcionarios entre las sedes a considerar.

c. Ahorro de tiempo para los clientes, proveedores y colaboradores

Este ahorro se traduce en un menor tiempo utilizado por los clientes internos y externos que realizan trámites en las distintas dependencias administrativas y que por causa del proyecto se concentran en una sola ubicación o en un mismo edificio.

d. Ahorro por concepto de cotos de arriendo de Inmuebles

Por otra parte, el ahorro del costo de arriendo representa un beneficio directo del proyecto).

e. Beneficios Intangibles

El concepto de beneficios “intangibles” se refiere a la identificación de beneficios que no se pueden cuantificar, pero que deben incidir en la decisión cuando se debe

optar entre estas alternativas. Dentro de éstos cabe mencionar la comodidad de los clientes y proveedores, la imagen e identidad de la empresa, mejoramiento de las condiciones de trabajo para los colaboradores y mayor seguridad.

4.2 Identificación de costos

Los costos pueden clasificarse en: costos de inversión, costos de operación y costos de mantenimiento.

a. Costos de Inversión

Los costos de inversión estan representados por los costos de construcción del edificio.

b. Costos de operación y mantenimiento.

Dentro de los costos de operación se pueden distinguir: costo de las horas-hombre en concepto de movilización entre las distintas sedes, costos de los servicios básicos (agua potable, electricidad, comunicaciones, etc.), seguridad y limpieza.

4.3 Horizonte de evaluación

El horizonte de análisis para este proyecto es de 15 años. Asumiendo que en ese período no se producirán cambios importantes que afecten los supuestos hechos al momento de evaluar el proyecto.

4.4 Indicadores de rentabilidad

El método de evaluación que se emplea tiene por finalidad determinar la rentabilidad económica de la construcción del edificio para albergar las oficinas administrativas y operativas de ETESA.

El indicador de rentabilidad utilizado en este proyecto es el Valor Presente Neto (VPN). Para lo cual se han identificado y cuantificado los costos y beneficios involucrados.

El criterio económico que se ha utilizado para decidir sobre cuál alternativa se debe ejecutar, es el de satisfacer la necesidad al mínimo costo. Este indicador de mínimo costo permite comparar proyectos que tienen beneficios similares en el

tiempo. En este caso, lo relevante son los costos de inversión, de operación y mantenimiento.

Este criterio está basado en que generalmente este tipo de proyecto tiene por objeto recuperar el nivel de servicios ofrecidos; por lo tanto, la no ejecución de ellos, significa postergar beneficios

En el Anexo se presenta el detalle de cálculos de costos de cada una de las alternativas evaluadas, cuyos resultados de valor presente neto es el siguiente:

VALOR PRESENTE DE ALTERNATIVAS

ALTERNATIVA		IMPORTE
A	CONTINUAR ALQUILANDO	4,234,601.00
B1	CONSTRUCCIÓN DE EDIFICIO NUEVO EN TUMBA MUERTO SIN IDC	3,084,066.00
B2	CONSTRUCCIÓN DE EDIFICIO NUEVO EN TUMBA MUERTO CON IDC	3,202,494.00

Como se puede apreciar, el mínimo costo de las alternativas corresponde a la construcción del nuevo edificio.

El proyecto de construcción del nuevo edificio, adicional a los ingresos tarifarios, contiene significativos ahorros que le permiten alcanzar una tasa de rentabilidad interna de 18.39%.

CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN

Se recomienda la construcción del edificio principal de ETESA en el terreno ubicado en la vía Ricardo j. Alfaro, conocido como el Complejo Deportivo, debido a que presenta la alternativa de mínimo costo, más eficiente y rentable para la empresa y el país.

ANEXO A

SISTEMAS ESPECIALES-SUSTENTACIÓN DE COSTOS

1. TRANSFORMADOR DE GABINETE.

Para determinar el costo del transformador de gabinete y la acometida subterránea que se utilizará para suministrar le energía eléctrica a esta infraestructura, se consideraron los costos comerciales actuales referentes a la fabricación, suministro, transporte e instalación de los equipos y la mano de obra inherente a esta actividad.

Por las características del proyecto, se asumió una carga de 500 KVA, trifásico 120/208V.

- COSTO DEL TRANSFORMADOR..... 50,000.00
  TRANSFORMADOR TRIFÁSICO, TIPO GABINETE, 500KVA, 120/208-13.2/7.7KV. A 70 VA/M2
- VIGA Y CÁMARA SUBTERRÁNEA..... 20,000.00
  200 METROS LINEALES, MÁS 2 CÁMARAS.
- OTROS..... 5,000.00
  CONECTORES, BOTAS, ETC.

SUB-TOTAL.....**B/.75,000.00**
GASTOS ADMINISTRATIVOS Y CONTINGENCIAS.....**9,375.00**
TOTAL.....**B/.84,375.00**

2. SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO.

Se consideró los valores actuales comerciales y del mercado de este tipo de servicio. Adicionalmente, sirvió de referencia el contrato No.GG-74-2007, referente a la instalación de un sistema de aire acondicionado completo, incluyendo suministro, transporte e instalación, en las oficinas de ETESA ubicadas en el edificio SUN TOWER MALL. Capacidad total instalada de 130 toneladas a B/.214,671.45. Costo promedio de B/.1,650.89 / ton.

Para este proyecto se asumió la capacidad instalada en unas 413 toneladas.

- SUB-
  TOTAL.....B/.681,818.00
  TOTAL(INCLUYE GASTO ADM. Y CONTING).....**B/.767,045.25**

3. SISTEMA DE INFORMÁTICA Y TECNOLOGÍA.
Ver sustentación adjunta

- SUB-TOTAL.....
  .B/.280,250.00

TOTAL(INCLUYE GASTOS ADM. Y CONT.).....**B/.315,281.25**

4. SISTEMA ELÉCTRICO DE EMERGENCIA.

Se consideraron los precios y costos comerciales actuales y del mercado, en este tipo de actividad. Adicionalmente, se consideró como referencia la última experiencia relacionada con la instalación de un sistema eléctrico de emergencia en el edificio SUN TOWER MALL, según contrato Nº GG-149-2007, diseño, suministro, instalación y puesta de funcionamiento del sistema. Se instaló una planta de 150 KVA de capacidad, con sus circuitos independientes, protecciones y accesorios. El costo total de esta contratación fue de B/.173,699.30. Costo promedio fue de B/.1,157.98 / KVA.

Para el proyecto del edificio nuevo, considerando que hay que suministrar un sistema redundante del servicio eléctrico a las instalaciones del CND, y el resto de áreas consideradas de importancia y de susceptibilidad para la operación del Sistema Integrado Nacional, de las Gerencias de Operación y Mantenimiento y de la Gerencia de Hidro-meteorología, se asumió una capacidad de respaldo de 385 KVA.

- SUB-TOTAL.....B/.445,821.44
  TOTAL(INCLUYE GASTOS ADM. Y CONT.).....**B/.501,549.12**

5. ELEVADORES INTELIGENTES.

Para establecer los costos de los elevadores inteligentes se consideró información recabada de las compañías que suministran e instalan estos equipos en nuestro país, basándonos en los precios comerciales actuales. Estos costos incluyen la cabina, motores, cableado e instalación de potencia eléctrica.

En este proyecto se asume la utilización de por lo menos dos unidades elevadoras.

- SUB-TOTAL.....B/.145,455.00
  TOTAL(INCLUYE GASTOS ADM. Y CONT.).....**B/.163,636.88**

6. SISTEMA DE COMUNICACIÓN.

Incluye los sistemas referente a data, telefonía IP y sistemas de computación no considerado en el contrato principal de este proyecto. Se consideraron los valores comerciales y de mercado actuales en el país.

El costo se estableció considerando la cantidad de usuarios del sistema que se tendrán en el nuevo proyecto que se estima en unos 418 colaboradores a B/.191.39 por cada uno.

- SUB-TOTAL.....B/.80,000.00
  TOTAL(INCLUYE GASTOS ADM. Y CONT.).....**B/.90,000.00**

7. SISTEMA DE SEGURIDAD Y CONTROL.

Se consideró el precio y costo comercial y de mercado de este tipo de servicio en la República de Panamá. Adicionalmente, se observó los costos de estos servicios incurridos en la instalación de un sistema completo de seguridad y control en las instalaciones del edificio SUN TOWER MALL. El sistema incluye cámaras, alarmas monitores, cableado y accesorios. El costo para un sistema de 14 cámaras es de B/.18,959.00. Costo promedio por cámara de B/.1,352.80 / cámara.

Para este proyecto para establecer el estimado en este rubro se asumió la utilización de un sistema que utilizará un promedio de unas 42 cámaras.

- SUB-TOTAL.....B/.56,818.00
  TOTAL(INCLUYE GASTOS ADM. Y CONT.).....**B/.63,920.25**

8. SISTEMA DE ACCESO.

Se consideró el precio y costo comercial y de mercado de este tipo de servicio en la República de Panamá. Adicionalmente, se observó los costos de estos servicios incurridos en la instalación de un sistema completo de acceso en las instalaciones del edificio SUN TOWER MALL. El sistema incluye cerraduras especiales, centros de marcación, cableado y accesorios. El costo para un sistema de tres estaciones de marcación es de B/.5,802.35 Costo promedio por estación es de B/.1,934.12 / estación.

Para este proyecto para establecer el estimado en este rubro se asumió la utilización de un sistema que utilizará un promedio de unas 20 estaciones.

- SUB-TOTAL.....B/.38,682.00
  TOTAL(INCLUYE GASTOS ADM. Y CONT.).....**B/.43,517.25**

9. MUDANZA.

A raíz de la mudanza de las antiguas oficinas en el del edificio Hatillo a las nuevas oficinas en el edificio SUN TOWER MALL, se realizó la cotización para establecer el costo de desarmar, transporte, armado de modulares y

equipos de oficinas considerando los valores comerciales y del mercado de esta actividad.

- SUB-TOTAL.....……...B/.65,000.00
  TOTAL(INCLUYE GASTOS ADM. Y CONT.).....**B/.73,125.00**

Gerencia de Tecnología
Habilitación de Data Center en nuevo local de ETESA

1. Antecedentes

Con la construcción de un nuevo edificio propiedad de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. se hace imperativa la habilitación y mudanza de nuestra sede principal hacia la nueva localidad, en consecuencia se debe proceder al traslado de todas las facilidades y equipos tecnológicos y sus respectivos componentes desde la sede principal actual donde residen todos los enlaces y columna vertebral de las operaciones tecnológicas hacia estas instalaciones.

Esto involucra la verificación de las funcionalidades en la nueva sede y el acondicionamiento del nuevo Data Center con las normas mínimas de seguridad requeridas.

2. Alcance

De manera general estos trabajos comprenden:

- **Habilitación de Esquema de Comunicaciones**
  Comprende el diseño y la habilitación de las comunicaciones en la nueva sede principal de ETESA, bajo el esquema de nodo central (Función actual del Nodo Sun Tower), de tal forma que se puedan iniciar los traslados de los equipos de comunicación, servidores y usuarios de manera escalonada sin afectar (en ninguno de los sitios) la disponibilidad de todos los servicios prestados ni la calidad de los mismos.

- **Cuarto de Comunicaciones**
  Área donde residirán todos los equipos de comunicaciones.

- **Sala de Servidores**
  Colocación de piso falso, bandejas bajo piso para el cableado de red y eléctrico de la sala de servidores. Distribución de racks de servidores, aire acondicionado, sistema contra incendio, sistema de acceso a instalación, racks de comunicaciones. Cableado de las líneas análogas de los faxes al faxserver.

  - **Piso Falso**
    Incluye el suministro, transporte y la instalación de piso falso para el cuarto de servidores. Se deberá tomar en cuenta que el cableado eléctrico y de datos, el sistema contra incendio y el flujo del Aire acondicionado de precisión, serán instalados/ implementados bajo el piso falso.

Se deberá aterrizar un mínimo de 13 gabinetes; adicionalmente se debe contemplar el aterrizaje del piso falso y bandejas de cableado. El proveedor deberá proporcionar todos los materiales necesarios para realizar dicho aterrizaje.

- **UPS (Instalación)**
  Análisis de demanda y Habilitación de esquema de UPS paralelos ubicados y en función en el data Center actual. Incluye recomendaciones si es requerido de migración a nueva tecnología.
- **Aire Acondicionado de Precisión (principal y backup)**
  Suministro e instalación de (1) una unidad de aire de precisión para el cuarto de servidores.
  Instalación de (1) una unidad de aire de precisión para el cuarto de servidores.
  En total son (2) dos unidades, una existente que se deberá instalar en la nueva localidad y otra nueva de respaldo que deberá suministrar el proveedor.

  La propuesta debe ser capaz de cubrir la carga térmica de un conjunto aproximado de 14 gabinetes con sus servidores y donde la temperatura y humedad del Data Center deberá ser controlada en toda el área del mismo. La solución debe considerar el uso mínimo de energía para el enfriamiento, humidificación y deshumidificación.

- **Cableado Estructurado**
  El sistema de cableado propuesto deberá ser respaldado con anexos de pruebas de laboratorio y cartas del fabricante (en caso que se requieran) que validen el cumplimiento del rendimiento de la categoría 6ª o superior, además de la documentación correspondiente al diagrama final de instalación.

  El contratista adjudicado proveerá la mano de obra, supervisión, herramientas, materiales, etc., para la instalación de los sistemas de cableado.

- **Trabajos Eléctricos**
  Instalación eléctrica para los siguientes sistemas: contra incendio, aire de precisión, sistema de acceso biométrico. Se debe incluir la instalación de luces de emergencia para la sala de servidores.
  Deberá ocuparse de los aspectos y coordinaciones con los proveedores de la planta eléctrica.

  Considera entre otros aspectos,
  - Instalación del sistema eléctrico del Data Center con circuitos independientes para el sistema de Aires Acondicionados de precisión.

- Habilitación de panel eléctrico independiente para todos los dispositivos que serán alimentados directamente por la planta.
- Panel de sistema contra incendios.
- Lámparas de Emergencia para el cuarto de servidores.

- **Sistema de Prevención y extinción de Incendios**
  Estos trabajos incluyen
  - Desmantelamiento del sistema actual.
  - Suministro, Transporte e Instalación del sistema en el área del Data Center de la nueva localidad.
  - Suministro, instalación de tanques adicionales con gas FM-200, pruebas y puesta en marcha de todo el sistema.

- **Acceso Biométrico**
  Control de acceso a cuarto de servidores, que deberá incluir entre otros,
  - Software para la administración del acceso
  - Cerradura electromagnética en la puerta principal de acceso.
  - Sistema de cableado a puntos de conexión.
  - Periféricos, cableado y equipos requeridos para su operación.

- **Sala de Consola**
  Se debe habilitar el área para colocar cuatro consolas. Adicional deben proporcionar sistema para realizar la interrogación de los servidores (lógico o físico), esto implica que se tendrá acceso desde cualquiera de las consolas a todos los servidores del Data Center.

- **Cableado Estructurado Usuarios Finales**
  Abarca el cableado de las salidas de red de las computadoras, teléfonos e impresoras. El proyecto requiere de un Sistema de Cableado Monomarca (esto aplica también para los conectores, cables, cajillas, patch cords, patch panels, etc.).

  El sistema de cableado propuesto deberá ser respaldado con anexos de pruebas de laboratorio que validarán el cumplimiento del rendimiento de la categoría 6 o superior, además de la documentación correspondiente al diagrama final de instalación.

  El proponente deberá incluir la adquisición los gabinetes que se requieran, deben ser cerrados, para albergar el cableado y los equipos de distribución. El contratista adjudicado proveerá la mano de obra, supervisión, herramientas, materiales, etc., para la instalación de los sistemas de cableado.

- **Sistema de Marcación**
  Comprende el traslado, instalación, pruebas y puesta en marcha de relojes de marcación y su correspondiente comunicación con el equipo que administra estas marcaciones.

- **Equipos Audiovisual**
  Considera traslado de los sistemas de proyección, incluye pantalla automática, los proyectores empotrados en el cielo raso y dispositivos para las conexiones correspondientes en la pared.

3. Objetivo

Suministro e Instalación de infraestructura necesaria para la habilitación del nuevo "DataCenter" de ETESA. Reubicación de los equipos tecnológicos y sus componentes en las nuevas instalaciones operando de forma óptima.

4. Estimación de Monto de las Actividades

Aspecto	Unitario	Estimado Cantidad	Total
Costos Imputados a Adecuación de Data Center			
Habilitación del área de Consolas	4,000.00	1	4,000.00
Habilitación del área de Comunicaciones	4,000.00	1	4,000.00
Habilitación del área de Servidores			
Trabajos Eléctricos	6,000.00	1	6,000.00
Instalación de Piso Falso cuarto de Servidores	20,000.00	1	20,000.00
Aires Acondicionados de Precisión	40,000.00	1	40,000.00
Sistema de Supresión de Incendios	20,000.00	1	20,000.00
Sistema de Acceso Biométrico	5,000.00	1	5,000.00
Sistema de Monitoreo de Ambiente	5,000.00	1	5,000.00
Otros			
Planos del Área	1,000.00	1	1,000.00
Instalación de gabinete (ground, salida de seguridad, doble regleta, etc)	2,500.00	14	35,000.00
Habilitación de Comunicaciones			
Cableado Estructurado	100.00	450	45,000.00
Cableado Estructurado Comunicaciones Red de Backup, Salidas de Redundancia y Crecimiento	35.00	450	15,750.00
Esquema Paralelo de Comunicaciones	40,000.00	1	40,000.00
Sistema de Marcación	5,000.00	1	5,000.00
Habilitación de Comunicaciones			
Cableado Estructurado Comunicaciones Salidas de Servidores	125.00	100	12,500.00
Esquema Audiovisual	10,000.00	1	10,000.00
Sistema de Videoconferencia	10,000.00	1	10,000.00
UPS	10,000.00	1	10,000.00
Total Adecuación de Data Center			280,250.00

ANEXO B

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
GASTO DE ALQUILER - ETESA - HATILLO (1)

1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL
148,596.48	12,666.96	12,666.00	22,581.60	35,688.60	11,244.24	23,710.68	142,263.96	409,418.52
2,970.00	148,596.48	148,596.48	564.00	112,907.88	23,710.68	118,553.28	16,947.00	572,845.80
16,512.48	3,960.00	6,360.00	5,927.67	12,666.00	118,553.27	24,255.00	82,323.60	270,558.02
15,730.20	22,250.40	16,512.48	12,666.00	15,960.00	24,255.00	18,931.50	129,515.23	255,820.81
	15,082.80	54,520.56	148,596.48	129,513.24	11,692.80	57,246.60		416,652.48
	54,520.56	22,250.40	12,110.00	16,512.48	17,338.08	7,738.92		130,470.44
	30,898.80	30,898.80	16,512.48	15,082.80	7,738.92	17,338.08		118,469.88
	16,512.48	15,082.80	22,250.40	54,520.56	57,246.59	22,939.93		188,552.76
	15,730.20		7,370.40	21,847.56	22,939.93			67,888.09
			19,190.97					19,190.97
			30,898.80					30,898.80
			23,210.40					23,210.40
			26,650.18					26,650.18
			15,082.80					15,082.80
			54,520.56					54,520.56
			21,847.56					21,847.56
			22,666.83					22,666.83
183,809.16	320,218.68	306,887.52	462,647.13	414,699.12	294,719.51	290,713.99	371,049.79	2,644,744.90

(1) Los alquileres difieren en área y dueños de pisos, con contratos diferentes; incluye pagos por estacionamientos.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
COSTOS APRÓXIMADOS PARA EL TRASLADO TEMPORAL
DE LA SEDE DE ETESA AL EDIFICIO SUN TOWER MALL

ITEM	DETALLE	COSTO (B/.)
1-	Diseño, remodelación y construcción de la sede	390,000.00
	temporal de ETESA en el edificio sun tower	
2-	Diseño, suministro e instalación del sistema central	200,000.00
	del aire acondicionado en el edificio sun tower mall.	
3-	Diseño suministro e instalaciones de un Sistema	80,000.00
	Energía Eléctrica (planta)	
4-	Traslado e Instalación del Sistema de Informática	200,000.00
	completo	
5-	Diseño Suministro e Instalación de un Sistema de	35,000.00
	Seguridad y Control	
6-	Desmantelamiento Final	15,000.00
7-	Otros (Letreros, Etc.)	10,000.00
8-	**Gran Total**	**930,000**

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
GERENCIA DE RECURSOS HUMANOS

Proyección del Personal 2007-2017

Contar de cédula					2007		
Cod-Ger	Cod-Dep	Cod-Secc.	Unidad	Total	2017	Final	
20	0	0	GERENCIA GENERAL	8		8	
		1	COORDINACION DE MEJORAS CONTINUAS	2	2	4	Dos Analista para completar unidad
21	0	0	GERENCIA DE AUDITORIA INTERNA	6	1	7	Un Auditor para completar unidad
22	0	0	RELACIONES PUBLICAS	1	1	2	Jefe de relaciones Públicas
23	0	0	DIRECCION DE ASESORIA LEGAL	10		10	
30	0	0	DIRECCION EJECUTIVA DE SERVICIOS CORPORATIVOS Y FINAN	2		2	
	2	0	GERENCIA DE PROVEEDURIA, COMPRAS E INVENTARIO	3		3	
		1	SECCION DE COMPRAS	7	1	8	Vacante pendiente de reemplazo
		2	SECCION DE INVENTARIOS	6		6	
	4	0	GERENCIA DE RECURSOS HUMANOS	5		5	
		1	COORDINACION DE RECURSOS HUMANOS	5		5	
		2	COORDINACION DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACI	2		2	
		3	PLANILLAS	2		2	
	5	0	GERENCIA DE TECNOLOGIA	12	1	13	Personal de apoyo
	6	0	GERENCIA DE ADMINISTRACION DE RIESGOS Y SERVICIOS GENE	7		7	
		1	COORDINACION DE RIESGOS Y MANTENIMIENTO	3		3	
		2	COORDINACION DE FLOTA VEHICULAR	2		2	
		3	CORRESPONDENCIA Y ARCHIVOS	4		4	
31	0	0	GERENCIA DE CONTABILIDAD	2		2	
	1	0	DEPTO. DE CONTABILIDAD	8		8	
	2	0	DEPTO. PLANIFICACION FINANCIERA	5	1	6	Personal de apoyo
40	0	0	DIRECCION EJECUTIVA DE TRANSMISION	5		5	
		1	GESTION DE CALIDAD	1	1	2	Completar unidad
42	0	0	GERENCIA DE GESTION COMERCIAL	4	1	5	Jefatura pendiente de reemplazar
43	0	0	GERENCIA DE OPERACIONES Y MANTENIMIENTO	7		7	217
	1	0	REGION - PANAMA	5		5	
		1	SUBESTACIONES - PANAMA	13	6	19	Interconexión Panamá-Colombia
		2	LINEAS - PANAMA	35	7	42	Interconexión Panamá-Colombia
	2	0	REGION COCLE - VERAGUAS	5		5	
		1	SUBESTACIONES - COCLE VERAGUAS	7		7	
		2	LINEAS - COCLE VERAGUAS	20		20	
	3	0	REGION CHIRIQUI - BOCAS DEL TORO	4		4	
		1	SUBESTACIONES CHIRIQUI	14	10	24	Línea Fortuna-Changuinola-Frontera
		2	LINEAS - CHIRIQUI	24	14	38	Línea Fortuna-Changuinola-Frontera
	4	0	DEPARTAMENTO DE PROTECCION Y COMUNICACIONES	2		2	
		1	COORDINACION DE PROTECCION	7	8	15	Protección Chiriquí
		2	COORDINACION DE COMUNICACIONES	13	7	20	Comunicación Bocas Del Toro
		3	PRUEBAS Y MEDICIONES	3	6	9	Ampliación del Sistema
44	0	0	GERENCIA DE PROYECTOS	2		2	
	1	0	PROYECTOS EN EJECUCION	7	2	9	Reemplazos de personal
	2	0	DESARROLLO TECNICO	2		2	
	3	0	DOCUMENTACION TECNICA Y ASPECTOS CIVILES	3		3	
45	0	0	GERENCIA DE GESTION AMBIENTAL Y SOCIAL	11	3	14	Reforzar equipo frente a nuevas servidumbres
50	0	0	GERENCIA DEL CENTRO NAL. DE DESPACHO	6	1	7	
	1	0	OPERACIONES	2		2	
		1	SECCION DE OPERACIONES	14	2	16	Para cumplir Resolución del Ente
		2	SECCION DE SEGURIDAD OPERATIVA	11	2	13	Para cumplir Resolución del Ente
	2	0	SOPORTE TECNICO	4	1	5	Para cumplir Resolución del Ente
		1	SECCION DE MANTENIMIENTO DE EQUIPO TECNICO	7	2	9	Para cumplir Resolución del Ente
	3	0	GERENCIA DE MERCADO ELECTRICO	7	2	9	Para cumplir Resolución del Ente
51	0	0	DIRECCION EJECUTIVA DE OPERACION INTEGRADA	1		1	
55	0	0	GERENCIA DE PLANEAMIENTO	10		10	
60	0	0	GERENCIA DE HIDROMETEOROLOGIA	7	2	9	Expansión de la red / Servicios SOI
		1	ANALISIS HIDROMETEOROLOGICO	2	4	6	Expansión de la red / Servicios SOI
		2	ACTUALIZACION DE BASE DE DATOS	5	4	9	Expansión de la red / Servicios SOI
	1	0	UNIDAD TECNICA	1	2	3	Expansión de la red / Servicios SOI
	2	0	REGION PANAMA, DARIEN, COLON, KUNA YALA	1	2	3	Expansión de la red / Servicios SOI
		1	UNIDAD DE ANALISIS HIDROLOGICO	2	2	4	Expansión de la red / Servicios SOI
		2	UNIDAD DE ANALISIS METEOROLOGICO	11	4	15	Expansión de la red / Servicios SOI
	3	1	UNIDAD DE ANALISIS HIDROLOGICO	3	4	7	Expansión de la red / Servicios SOI
		2	UNIDAD DE ANALISIS METEOROLOGICO	4	4	8	Expansión de la red / Servicios SOI
	4	1	UNIDAD DE ANALISIS HIDROLOGICO	2	4	6	Expansión de la red / Servicios SOI
		2	UNIDAD DE ANALISIS METEOROLOGICO	4	4	8	Expansión de la red / Servicios SOI
Total general				400	118	518	

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A.

COSTOS EVITADOS

FRENTE A LA ALTERNATIVA DEL ALQUILER DEL EDIFICIO SUN TOWER			
ALQUILER	Caso Sun Tower	**B/. 381,429.00**	
		SUN TOWER	
COSTOS DE TRANSPORTE		**B/. 54,888.37**	
	Cantidad de viajes diarios entre instalacion	20.00	
	anual	5,280.00	
	Kilómetros de recorrido (ida y vuelta)	9.00	km
	Kilómetros de recorrido anual	47,520.00	
	Rendimiento por galón promedio	32.00	km/gl
	Galones consumidos	1,485.00	
	Costo del combustible	4.50	B/./ gl
	Gasto en combustible anual evitado	6,682.50	B/.
	Horas hombre x viaje (ida y vuelta)	1.00	
	Tiempo de transporte total	5,280.00	horas
	Tasa horaria promedio de la empresa	6.50	B/.
	Cargos prestacionales (1)	13,885.87	
	Salario redireccionado	**B/. 48,205.87**	

(1) CARGOS PRESTACIONES (% Sobre salario base)

12.00	Cuota Patronal Seg.Soc.
1.50	Seguro Educativo
4.16	Días Feriados (15 días al año)
3.64	Prima de antigüedad
9.09	Vacaciones
9.09	Bonificaciones
0.66	Décimo
0.32	Indemnización
40.46	**Total**

OTROS SERVICIOS

	MONTO ACTUAL		AHORRO POSIBLE	
	Mensual	Anual		
Servicios Básicos	27,662.00	331,944.00	5%	16,597
Seguridad	7,820.40	93,844.80	3%	2,815
Limpieza	13,466.25	161,595.00	2%	3,232
Total	**48,948.65**	**587,383.80**		**$22,644.44**

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
GER. ADMÓN. DE RIESGO Y SERV. GRALES.

ESTIMADO DE COSTO DE LA CONSTRUCCIÓN DEL EDIFICIO NUEVO

ÁREA	Mts ^{2}	COSTO (B/./Mt ^{2})	TOTAL
ESTACIONAMIENTOS			
Planta Baja, calle de acceso, pavimento de hormigón	800	106	84,800
Losas	2,958	290	857,820
OFICINAS			
Losas	8,429	616	5,192,325
Anexos	610	500	305,000
TOTAL	**12,797**		**6,439,945**

Fuente: Gerencia de Administración Riesgos y Serivicios Generales

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A.

INVERSIÓN

Rubro	Monto (B/.)	% de Imprevistos		
Construcción del Edificio	6,439,945	24%	/ Construccción	
Sistemas Especiales	2,102,450	74%	/ Sist. Espec	
Imprevistos	1,551,019	18%	% / sub total –>	8,542,395
TOTAL SIN FINANCIAMIENTO	10,093,414	15%	/ Total	
INTERESES DURANTE CONSTRUCCION (IDC) →	387,587			
TOTAL CON FINANCIAMIENTO →	10,481,001			

DESEMBOLSOS ANUALES		
Año	%	Monto
2009	0.40	4,037,366
2010	0.40	4,037,366
2011	0.20	2,018,683
TOTAL DE LA INVERSION		10,093,414

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
PROYECTO DE INVERSIÓN EN CONSTRUCCIÓN DE NUEVO EDIFICIO CENTRAL EN TUMBA MUERTO
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD INTERNA DEL PROYECTO
(Balboas)

AÑO	COSTOS DEL PROYECTO				BENEFICIOS							
					INGRESOS POR TARIFAS				COSTOS EVITADOS			
	INVERSIÓN	AOYM	OTROS	TOTAL	DEPRE- CIACIÓN	RENTA- BILIDAD	AOYM	SUB TOTAL	ALQUILER	TRANSPORTE	OTROS	SUB TOTAL
		3.20%			3.9%	9.98%	2.18%		2.5%	2.0%	0.5%	
1	10,093,413.80	322,989.24		10,416,403.05	393,643.14	968,037.11	220,036.42	1,581,716.67	381,429.00	54,888.37	22,644.44	458,961.82
2		322,989.24		322,989.24	393,643.14	928,751.53	220,036.42	1,542,431.09	390,964.73	55,986.14	22,757.67	469,708.53
3		322,989.24		322,989.24	393,643.14	889,465.94	220,036.42	1,503,145.50	400,738.84	57,105.86	22,871.45	480,716.16
4		322,989.24		322,989.24	393,643.14	850,180.36	220,036.42	1,463,859.92	410,757.31	58,247.98	22,985.81	491,991.11
5		322,989.24		322,989.24	393,643.14	810,894.77	220,036.42	1,424,574.33	421,026.25	59,412.94	23,100.74	503,539.93
6		322,989.24		322,989.24	393,643.14	771,609.19	220,036.42	1,385,288.75	431,551.90	60,601.20	23,216.24	515,369.35
7		322,989.24		322,989.24	393,643.14	732,323.60	220,036.42	1,346,003.16	442,340.70	61,813.22	23,332.33	527,486.25
8		322,989.24		322,989.24	393,643.14	693,038.02	220,036.42	1,306,717.58	453,399.22	63,049.49	23,448.99	539,897.69
9		322,989.24		322,989.24	393,643.14	653,752.43	220,036.42	1,267,431.99	464,734.20	64,310.48	23,566.23	552,610.91
10		322,989.24		322,989.24	393,643.14	614,466.85	220,036.42	1,228,146.40	476,352.55	65,596.69	23,684.06	565,633.30
11		322,989.24		322,989.24	393,643.14	575,181.26	220,036.42	1,188,860.82	488,261.37	66,908.62	23,802.48	578,972.47
12		322,989.24		322,989.24	393,643.14	535,895.68	220,036.42	1,149,575.23	500,467.90	68,246.79	23,921.50	592,636.19
13		322,989.24		322,989.24	393,643.14	496,610.09	220,036.42	1,110,289.65	512,979.60	69,611.73	24,041.10	606,632.43
14		322,989.24		322,989.24	393,643.14	457,324.50	220,036.42	1,071,004.06	525,804.09	71,003.96	24,161.31	620,969.36
15	-6,300,383.63	322,989.24		-5,985,394.39	393,643.14	418,038.92	220,036.42	1,031,718.48	538,949.19	72,424.04	24,282.12	635,655.35
TOTAL	3,785,030	4,844,839	-	8,629,869	5,904,647	10,395,570	3,300,546	19,600,764	6,839,757	949,208	351,816	8,140,781
VPN al	12%			$10,059,294				$9,440,284				$3,524,728

Sin Financiamiento

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A
FLUJO DE FINANCIAMIENTO

PORCENTAJE DE FINANCIAMIENTO	40%		
TASADE FINANCIAMIENTO	8%		
PLAZO DE PAGO	8	Años	
PERIODO DE GRACIA	2.5	Años de construcción	
INVERSIÓN	10,093,414	TOTAL CON IDC: →	10,481,001
AÑO 1	4,037,366	IDC = -387,587	
AÑO 2	4,037,366		
AÑO 3	2,018,683		

AÑO	DESEMBOLSOS DE CAPITAL PROPIO	ENTRADA DE FINANCIAMIENTO	FLUJO NETO DE INVERSIÓN	PAGOS		
				CAPITAL	INTERESES	TOTAL
-2	-2,422,419	1,614,946	-807,473			-807,473
-1	-2,422,419	1,614,946	-807,473		-129,196	-936,669
0	-1,211,210	807,473	-403,737		-258,391	-662,128
1				-379,572	-322,989	-702,561
2				-409,938	-292,623	-702,561
3				-442,733	-259,828	-702,561
4				-478,151	-224,410	-702,561
5				-516,403	-186,158	-702,561
6				-557,716	-144,845	-702,561
7				-602,333	-100,228	-702,561
8				-650,520	-52,042	-702,561
TOTAL	-6,056,048	4,037,366	-2,018,683	-4,037,366	-1,970,711	-8,026,759

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
COSTOS DE ALTERNATIVA SIN PROYECTO
CONTINUAR ALQUILANDO

AÑO	COSTOS				
	ALQUILER	MUDANZA	TRANSPORTE	OTROS	TOTAL
	2.5%		2.0%	0.5%	
1	381,429.00		54,888.37	22,644.44	458,961.82
2	390,964.73		55,986.14	22,757.67	469,708.53
3	400,738.84		57,105.86	22,871.45	480,716.16
4	410,757.31		58,247.98	22,985.81	491,991.11
5	421,026.25		59,412.94	23,100.74	503,539.93
6	431,551.90	930,000.00	60,601.20	23,216.24	1,445,369.35
7	442,340.70		61,813.22	23,332.33	527,486.25
8	453,399.22		63,049.49	23,448.99	539,897.69
9	464,734.20		64,310.48	23,566.23	552,610.91
10	476,352.55		65,596.69	23,684.06	565,633.30
11	488,261.37		66,908.62	23,802.48	578,972.47
12	500,467.90	930,000.00	68,246.79	23,921.50	1,522,636.19
13	512,979.60		69,611.73	24,041.10	606,632.43
14	525,804.09		71,003.96	24,161.31	620,969.36
15	538,949.19		72,424.04	24,282.12	635,655.35
TOTAL	**6,839,757**	**1,860,000**	**949,208**	**351,816**	**10,000,781**
VPN		**12%**			**B/. 4,234,603**

Con base en datos del alquiler del Edificio Sun Tower

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
COSTOS DEL CASO DE ALTERNATIVA DE
CONSTRUCCIÓN DE EDIFICIO NUEVO EN TUMBA MUERTO, SIN IDC
(Balboas)

AÑO			COSTOS	
	Depreciación anual	Gastos AO&M		SUB TOTAL
		Porcentaje	Importe	
1	288,383.25	0.02	151,401.21	439,784.46
2	288,383.25	0.02	151,401.21	439,784.46
3	288,383.25	0.02	151,401.21	439,784.46
4	288,383.25	0.02	151,401.21	439,784.46
5	288,383.25	0.02	151,401.21	439,784.46
6	288,383.25	0.02	151,401.21	439,784.46
7	288,383.25	0.02	151,401.21	439,784.46
8	288,383.25	0.02	161,494.62	449,877.87
9	288,383.25	0.02	171,588.03	459,971.29
10	288,383.25	0.02	181,681.45	470,064.70
11	288,383.25	0.02	191,774.86	480,158.11
12	288,383.25	0.02	201,868.28	490,251.53
13	288,383.25	0.02	211,961.69	500,344.94
14	288,383.25	0.02	222,055.10	510,438.36
15	288,383.25	0.02	232,148.52	520,531.77
TOTAL	**4,325,749**		**2,634,381**	**6,960,130**
VPN		12%		**B/. 3,084,066**

EMPRESA DE TRANSMISIÒN ELECTRICA S.A
COSTO TOTAL DEL NUEVO EDICIO

RUBRO	MONTO (B/.)
Construcción del Edificio	$6,439,944.69
Sistemas Especiales	2,102,450.00
Imprevistos	1,551,019.00
TOTAL	**B/. 10,093,413.68**

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A.
VALOR PRESENTE DE ALTERNATIVAS

	ALTERNATIVA	*IMPORTE*
A	CONTINUAR ALQUILANDO	B/. 4,234,603
B.1	CONSTRUCCIÓN DE EDIFICIO NUEVO EN TUMBA MUERTO, SIN IDC	B/. 3,084,066
B.2	CONSTRUCCIÓN DE EDIFICIO NUEVO EN TUMBA MUERTO, CON IDC	B/. 3,202,494

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGO Y SERVICIOS GENERALES

ÁREA GENERAL DEL PROYECTO
(Incluye las áreas mínimas de oficinas)

Mts²

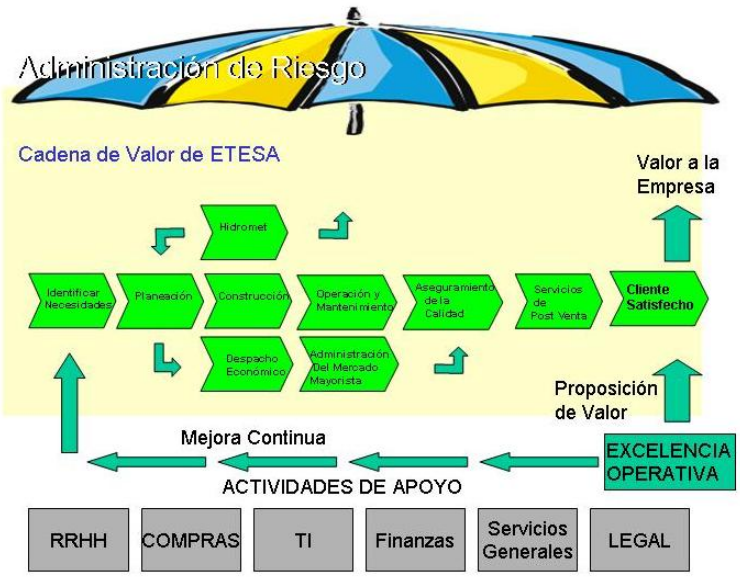
FUNCIONES DEL PERSONAL	DESPACHO SUPERIOR					DIRECCIÓN EJECUTIVA DE TRANSMISIÓN					D-E SERVICIOS CORPORATIVOS Y FINANZAS.						D-E OPERACIÓN INTEGRADA				Fiscalización de la Contraloría	Área Común	TOTAL
	Gerencia General	Dirección de Gestión e Imagen Corporativa	Coordinación Mejoras Continuas	Dirección Asesoría Legal	Gerencia Auditoría Interna	Dirección Ejecutiva	Gerencia de Gestión Comercial	Gerencia Ambiental	Gerencia de Proyectos	Gerencia Oper. Y Mant.	Dirección Ejecutiva	Gerencia Contabilidad	Ger. Compras e Inventario	Ger. De Recursos Humanos	Ger. Admon. de Riesgo y Serv. Grales.	Ger. Tecnología e Inf.	Dirección Ejecutiva	Gerencia CND (REPLICA)	Gerencia Hidromet.	Gerencia Planeamiento			
Gerente/Director	35.0	30.0		30.0	24.0	30.0	24.0	24.0	24.0	24.0	30.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	30.0	24.0	24.0	24.0			497
Jefe de Depto.									48.0	32.0		32.0						24.0	64.0	16.0	20.0		236
Asistente Administrativa	18.0	9.0	9.0	36.0	9.0	9.0	9.0	18.0	9.0	36.0	9.0	9.0	9.0	18.0	9.0	9.0	9.0	18.0	18.0	9.0	9.0		288
Administrador	24.0					12.0		12.0		9.0						16.0		16.0	12.0				101
Coordinador /Supervisor	16.0		16.0	16.0	12.0		12.0			144.0	32.0	24.0		12.0	48.0								332
Asesor	32.0			12.0									12.0						12.0				68
Especialistas							6.0					18.0		27.0				84.0	12.0				147
Ténico		18.0	18.0	48.0	30.0		30.0	60.0	84.0	168.0		66.0	60.0	54.0	78.0	66.0		102.0	426.0	72.0	30.0		1,410
Área de trabajo especial								8.0	18.0	192.0		16.0			50.0	110.0		160.0	92.0		9.0		655
Sala de recepción o espera	24.0	6.0		6.0	6.0	15.0					15.0	9.0	9.0				15.0		15.0		9.0		129
Sala de Reunión	45.0					30.0			15.0	100.0	30.0		40.0				30.0	50.0	30.0				370
Salita de reunión		12.0		12.0	12.0	12.0	12.0	12.0			12.0						12.0		12.0		12.0		120
Salón de Capacitación, Entrenamiento y Adiestramiento														100.0		20.0		45.0	80.0				245
Área de Comedor																		40.0	60.0			250.0	350
Área de Cocineta	12.0					12.0				24.0	12.0						12.0	12.0					84
Cuarto de UPS. y Banco de Batería																10.0		45.0					55
Depósito, papelería y archivadores	15.0	12.0	6.0	10.0	6.0	10.0	25.0	10.0	20.0	85.0	15.0	100.0	16.0	10.0	80.0	15.0	10.0	70.0	80.0	6.0	6.0	110.0	717
Impresoras y copiadoras.	12.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	30.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0		6.0	24.0	24.0	6.0	6.0		186
Pasillos / área comunes	20.0	10.0	10.0	20.0	20.0	20.0	25.0	30.0	50.0	150.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	50.0	30.0	130.0	100.0		10.0	100.0	925
Baño	6.0	4.0		4.0		4.0					4.0												22
Baterías de Baño y Serv.	20.0					40.0				40.0	40.0					20.0	20.0	40.0	40.0				260
Área Manejadoras de A/A.	15.0					15.0				15.0	15.0				30.0		15.0	30.0	30.0			150.0	315
Área Generador Auxiliar															70.0			50.0	50.0				170
Área de Servidores de la Gerencia IT.																50.0		50.0					100
Área de Comunicació/Data	4.0															40.0		25.0					69
Área de Consola	8.0					8.0					8.0					8.0	8.0		8.0				48
Área de Estacionamiento y Circulación del Personal	320.0					896.0					464.0						160.0	350.0	720.0		48.0		2,958
Área de Estacionamiento Flota vehicular																		10.0	10.0			780.0	800
Laboratorios										196.0						20.0		50.0	75.0				341
Área de Estancia										64.0													64
Depósito de Supervisores										40.0													40
Área de Vestidores y Lockers										200.0													200
Almacén de Contingencias(Cód. Fallas)										80.0													80
Almacén													142.0		50.0								192
Área de seguridad para acceso	10.0					10.0					10.0						10.0	10.0	10.0				60
Área de Servicio y aseo	4.0					4.0				4.0	4.0						4.0	4.0	4.0				28
Clínica														25.0									25
Gimnasio														70.0									70
Garita de Seguridad	20.0																	10.0	10.0				40
TOTAL	660.00	107.00	65.00	200.00	125.00	1,133.00	149.00	180.00	274.00	1,633.00	736.00	334.00	348.00	376.00	475.00	458.00	371.00	1,473.00	2,018.00	133.00	159.00	1,390.00	12,797.00
	1,157.00					3,369.00					2,727.00						3,995.00				159.00	1,390.00	12,797.00

Inversiones de Tecnología de la Información

ETESA debe poner al servicio de la comunidad de usuarios internos y externos la posibilidad de participar óptimamente en las actividades involucradas en los procesos de transmisión de energía eléctrica, así como también contribuir con el desarrollo de actividades vinculadas a la expansión del sistema, y la optimización de las comunicaciones internas y externas de la organización. Esta posibilidad se da a través de una plataforma tecnológica adecuada.

En este plan impulsamos la implantación de tecnología de punta que ofrezca un valor a la empresa, con capacidades apropiadas, pendientes de su escalabilidad. Garantizamos la disponibilidad de la información residente en nuestros equipos de manera oportuna. Apoyamos a nuestros usuarios, para una mejor explotación de los recursos orientándolos hacia conductas seguras en el uso de los mismos.

ETESA es consciente del desafío tecnológico que afronta ante un sector altamente competitivo y tecnificado. El acceso en la organización a facilidades tecnológicas que generen valor y hagan al recurso más productivo asegura una mejor calidad de nuestros servicios.



Para hacer efectiva la realización de la cadena de valor de nuestra empresa, cada segmento identificado requiere de componentes tecnológicos.

Nuestra propuesta considera aspectos relevantes para continuar avanzando hacia la excelencia operativa y disponiendo de las mejores prácticas de la industria.

Así se enfatiza en dos grandes bloques:

Consultorías

- **Estudio de Vulnerabilidad**:

  Entendiendo que la problemática de la seguridad informática está estrechamente ligada al concepto de riesgo empresarial se considera imperativo un análisis científico de la vulnerabilidad de nuestra empresa, incorporando la más moderna tecnología que garantice resultados confiables de este análisis, acciones inmediatas para la mitigación de los mismos, además de una transferencia tecnológica para el gerenciamiento de las políticas de seguridad informática. Comprende la evaluación exhaustiva de todos los posibles “agujeros” de seguridad. Con esta iniciativa se da especial atención al reforzamiento en materia de Seguridad Informática interna y externa.

- **Auditoría de Tecnología:**

  Estudio de los roles, actividades, estructura de la organización de Tecnología de ETESA frente a las últimas tendencias y realidades en esta cambiante disciplina. La misión de la Tecnología de la Información en las organizaciones desarrolladas es considerada un activo de relevante importancia. Debe incorporar un cuerpo de conocimientos, normas, técnicas y buenas prácticas dedicadas a la evaluación y aseguramiento de la calidad, seguridad, razonabilidad, y disponibilidad de la información. Apoyo en la definición y afinamiento de todos los recursos lógicos, físicos y humanos asociados. Esta iniciativa y la siguiente están estrechamente ligadas y contribuirán a la mejora sustancial de la gestión de tecnología y los procesos que apoya.

- **Estudio y plan de acción para el Mejoramiento de la Gestión de Servicios de Tecnología (ITIL):**

  ITIL (Information Technology Infrastructure Library) nos apoyará en el establecimiento de estándares para el control, operación y administración de los recursos de la empresa. Se requiere de una revisión y reestructuración de los procesos existentes en caso de que estos lo necesiten, lo que nos lleva a una mejora continua. Comprende entre otros, el Diagnóstico y Evaluación de Madurez de los procesos de gestión de servicios de TI para nuestra empresa. Diseño e Implementación de procesos de gestión de servicios de TI según ITIL.

- **Reingeniería de Hidrometeorología:**

  El sistema actual data de 1994 con una tecnología obsoleta y requerimientos que ya no son soportados por el mismo.

- **Estudio de Tráfico en la Red:**

  Nos permitirá evaluar el tráfico de voz, data y video y tomando medidas para optimización de los canales, con esto disminuiremos la congestión,

estandarizaremos facilidades y aumentaremos la capacidad de respuesta y la calidad de servicio hacia nuestros clientes.

- **Estudio para Plan de Recuperación de Desastres:**

Es imperativo tomar conciencia de la necesidad de establecer una estrategia ante un desastre permitiendo que los procesos críticos sigan funcionando a pesar de la falla. Este plan constituye una respuesta con las principales actividades a ejecutar en estos casos. Se requiere detectar los riesgos presentes en el entorno, analizar la probabilidad de ocurrencia, establecer su criticidad, y finalmente proponer un plan que logre mitigar estos riesgos.

Equipamiento

- **Equipo de Comunicaciones:**

La plataforma sobre la cual transitan todas las aplicaciones operativas de la organización está bajo una constante demanda de mayor disponibilidad. La incorporación de nuevos puntos a la red de datos, nuevas aplicaciones, nuevos usuarios de todas las facilidades exige equipos con tecnología de punta y con mayor robustez, es por ello que proyectamos la actualización de los mismos, obteniendo velocidades y distribución de los servicios de red óptimos.

Igualmente en áreas definidas de la organización hemos considerado relevante la habilitación de redes inalámbricas donde se da mucha movilidad, salones de reuniones y capacitación. También se considera en este segmento el reemplazo de teléfonos por incorporación de personal y desgaste de los mismos.

Finalmente hemos concluido que la empresa requiere un piloto para la habilitación de unidades de Telefonía IP móvil, a fin de abaratar costos en llamadas de emergencias o localización de profesionales claves cuyas llamadas se realizan, a través de telulares con los costos asociados.

- **Servidores:**

La demanda de los servicios suplidos por nuestra capacidad instalada va en aumento, requiriendo con ello renovar cierta parte de su plataforma tecnológica, para mejorar la respuesta que el área de tecnología da a sus clientes internos y externo, por ello se proponen inversiones para 2009 – 2013 para la adquisición y puesta en operaciones de servidores centrales y locales con capacidades adecuadas y escalabilidad. Esto incluye una gama de equipos y aplicaciones, por ejemplo herramientas como inteligencia de negocios para generación de cubos y análisis en la WEB, que será modernizada y brindará a los

Agentes de Mercado, la comunidad en general y usuarios internos una alternativa dinámica de análisis de información.

Por otro lado, impulsamos la soluciones de Cuadro de Mando Integral que permitirá a nuestra empresa mejorar y dirigir su desempeño corporativo a través de índices, mediciones y monitoreo de las metas y actividades de cada gerencia.

Se considera también la actualización de servidores con funcionalidades críticas para la organización como el ERP, la segunda fase de consolidación y virtualización de servidores que cerrará el círculo para una solución de alta disponibilidad, donde todos los componente de Hardware serán redundantes o de funcionalidad comprobada en caso de falla de alguno de sus componentes, además el rendimiento del equipo propuesto deberá mantener una holgura mínima de 20% de capacidad para poder expandir y crecer.

Se propone además el reemplazo de la tecnología de los servidores donde reside uno de nuestros principales bastiones de seguridad, el muro de fuego. Con ello aseguramos a la organización el mantenimiento de los aspectos de seguridad en plataformas de hardware robustas.

Uno de los servicios fundamentales que brinda esta gerencia son los servicios de correos, por ellos transitan todas las operaciones del Mercado Eléctrico y es imperativo mantener una plataforma adecuada para garantizar a nuestros cliente y nuestra empresa una disponibilidad de estos servicios altamente confiable.

Adicionalmente se plantea la habilitación el Data Center que será instalado en el nuevo edificio de ETESA.

- Equipos:

Igualmente se sigue enfatizando en la dotación y actualización de equipos de computadoras personales y móviles, impresoras, plotters con especificaciones robustas, alcanzando enfrentar los retos de la organización con herramientas que acompañen en el avance requerido.

La adquisición e implantación de Dispositivos móviles para personal de campo apoyará a los supervisores de cuadrilla en la transportación de información y la actualización de la misma desde el lugar de los hechos eliminando la recaptura de los datos desde papel (Orden de Trabajo) hacia el sistema. La implementación de estos dispositivos contribuirá a hacer más productivo el tiempo de nuestros técnicos. Igualmente, la tecnología actual de nuestros

dispositivos de Control de Asistencia está obsoleta, se requiere la actualización de los mismos.

- **Software:**

Es indiscutible la necesidad de mantener actualizadas nuestras operaciones con sistemas que den respuesta a las últimas exigencias del mercado en el que nos desenvolvemos, quedarnos atrás con tecnología obsoleta puede acarrear costos adicionales a la empresa. El objetivo de la renovación es dotar a nuestra empresa con arquitectura y soluciones pioneras que agreguen valor a nuestras actividades. Esta proposición tiene un amplio alcance y comprende diferentes proyectos, entre los que destaca la Migración del Sistema de Maximo para el Mantenimiento de Planta y Equipo de nuestros Activos y su correspondiente adecuación para dar respuesta al Control de Flota Vehicular. Otro de los proyectos es la implantación de los Módulos de Contratos y Recursos Humanos en el ERP, para dar respuesta a las necesidades de Control de los Contratos y Contratistas que manejan nuestros millonarios proyectos, en el área de Recursos Humanos, nuestro sistema actual está obsoleto y demanda mejoras sustanciales que consideramos pueden ser respondidas e integradas en el mencionado módulo.

También contemplamos mejorar y actualizar varios software de uso extensivo en la organización.

Nuestra meta es mejorar e integrar todos los procesos de la empresa para lograr los niveles de eficiencia definidos.

- **Seguridad:**

Análisis y aplicación de controles de acceso seguro a nuestra red corporativa.

Reemplazo de la Flota Vehicular

La Gerencia de Administración, Riesgo y Servicios Generales tiene como una de sus funciones la Administración de la Flota Vehicular de la empresa la cual realiza con el apoyo de las siguientes unidades administrativas: el área de transporte y mantenimiento y la Coordinación de la Flota Vehicular.

El área de transporte y mantenimiento tiene como una de sus principales responsabilidades el transporte y mantenimiento de vehículos a motor, la cual realiza a través, de las siguientes actividades: identificación, control, mantenimiento-uso, asignación y renovación de cada vehículo, bajo estrictas normas que regulan cada una de estas actividades, garantizando la realización de las mismas de forma eficiente y práctica para la empresa.

La Coordinación de la Flota Vehicular, es la unidad administrativa de esta Gerencia responsable de garantizar el cuidado, preparar e implementar el programa de mantenimiento vehicular, para asegurar el buen funcionamiento de los mismos. Mantiene una constante revisión y monitorio de las condiciones mecánicas, para aprovechar al máximo los recursos y alargar la vida útil de este activo de la empresa.

Actualmente la flota vehicular de la empresa, está compuesta por un total de 109 vehículos distribuidos en las áreas de Transmisión, Hidro-meteorología y el Centro Nacional de Despacho, destinando el 70% de la flota vehicular al área de transmisión.

La Flota Vehicular no sólo es un medio de transporte, sino una valiosa herramienta para desarrollar las labores operacionales y administrativas de las antes citadas unidades administrativas. El setenta por ciento de la actual flota vehicular tiene entre siete y doce años, es decir ya han cumplido su vida útil y el valor en libros es de cero. Alto costo de mantenimiento, de igual forma en estos vehículos se transportan herramientas y equipos especializados de alto costo para la empresa y en ocasiones se dañan en los viajes, inclusive de noche, poniendo en riesgo la integridad de nuestro personal y de estos aparatos.

Está por descontado que la eficiencia y el rendimiento de la flota, que es aproximadamente 30Kms/galón, conlleva altos costos de mantenimiento.

La alternativa propicia es el reemplazo de estas unidades por unidades tecnológicamente adecuadas a las exigencias del servicio y que cumplan con las normas ambientales estrictas que se exigen en este tipo de actividad. En este contexto general y dado el alto costo de mantenimiento de cada unidad la incorporación de nuevas unidades se evalúa como impacto positivo al considerar el reemplazo de estas unidades que presentan bajos niveles de rendimiento.

A efecto de justificar la necesidad de renovar la flota vehicular para el próximo quinquenio seguidamente presentamos nuestra propuesta de inversión:

PROYECTO

REEMPLAZO DE LA FLOTA VEHICULAR

Nombre: Reemplazo de Flota Vehicular

Objetivos:

General: Garantizar un adecuado sistema de transporte a nivel nacional

Específico: Proporcionar un adecuado servicio de transporte vehicular para cubrir las actividades a nivel nacional de:

Transmisión:

- La atención a 1,885.74 kilómetros de líneas de transmisión,
- Recorrido a 12 subestaciones interconectadas a nivel nacional,
- Recorrido a los 35.84 kilómetros cuadrados de área de servidumbre.

Hidro-meteorología:

- Cubrir las 152 estaciones meteorológicas y
- Cubrir las 64 estaciones hidrológica.

Centro Nacional de Despacho:

- Atención al Mercado Mayorista de Electricidad
- Mantenimiento al Sistema Scada
- Verificación del Sistema de Medición Comercial

Beneficios esperados: Contar con una flota de transporte vehicular adecuada para las diferentes actividades de atención a los proyectos y técnicas-administrativas.

Indicadores de Impacto:

- Ahorro en cuanto a compra de piezas.
- Incremento de actividades (recorrido, supervisión y otras actividades)
- Ahorro en combustible (al rendir mas Kms/galón)
- Ahorro en mantenimiento correctivo a vehículos

Unidad Responsable: Gerencia de Administración, Riesgo y Servicios Generales

Período de Ejecución: 2008-2013

Descripción General: Reemplazo de flota vehicular, la cual esta depreciada y con valor en libros igual a cero; el 70% de la actual flota vehicular tiene entre 7 y 12 años, es decir, han cumplido su vida útil; debido a la utilización en áreas de difícil acceso y a la red vial en mal estado; utilización constante (giras, apoyo) y falta de un adecuado para mantenimiento.

Costo:

Inversión: B/.2,764,107.00

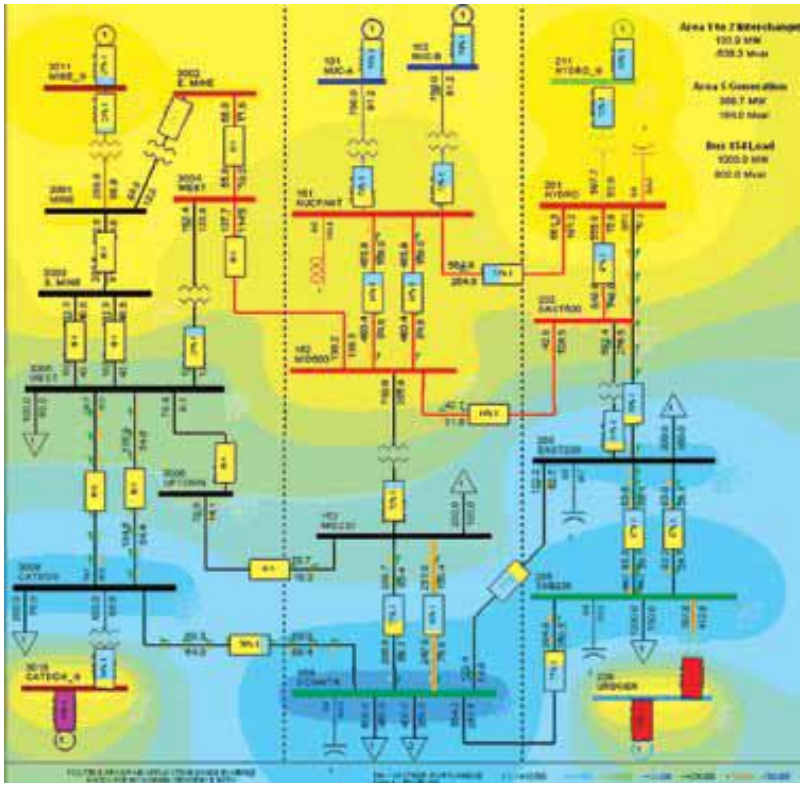
ANEXO III-13

HERRAMIENTAS DE CÁLCULO UTILIZADAS

HERRAMIENTAS DE CÁLCULO UTILIZADAS

Power System Simulator for Engineering (PSS/E)

El planeamiento de sistemas de transmisión y herramientas de análisis son esenciales para que las empresas de servicio público de electricidad hagan frente a los desafíos del diseño de la red de transmisión actual y su desarrollo a futuro. Para mantener el paso con la creciente necesidad de una energía confiable y la ampliación de redes complejas de transmisión, las compañías eléctricas confían en herramientas sofisticadas para diseñar sistemas que cumplan con los requisitos de cubrir el crecimiento de la demanda.



El programa PSS/E, ofrecido por Siemens PTI, es una herramienta de análisis del sistema eléctrico de potencia de gran alcance y fácil de utilizar que va más allá de análisis de flujo tradicional de potencia para proveer la capacidad de optimizar y de refinar completamente el sistema de transmisión. El PSS/E ofrece tecnología probada y un —mundo" de experiencia de los usuarios, con la flexibilidad y adaptabilidad a las políticas y a los procedimientos cambiantes.

El programa de PSS/E incorpora años de experiencia de Siemens PTI y de crecimiento de algoritmos y se ha desarrollado en colaboración estrecha con sus usuarios a nivel mundial. En este contexto, se ha convertido en uno de los programas líderes en el mundo para el planeamiento de sistemas eléctricos de

potencia. El PSS/E provee a sus usuarios con análisis de confiabilidad de gran alcance y emplea las últimas tecnologías informática y algoritmos numéricos para solucionar eficientemente desafíos de la red.

El PSS/E es una de las herramientas más responsables con respecto a nuevas características y a capacidades analíticas, tratando inmediatamente las necesidades de los usuarios así como sus necesidades futuras. Conjuntamente con otros programas de PSS, ofrece una plataforma CIM verdaderamente abierta y versátil para la integración de los datos y de aplicación.

CAPACIDADES ANALITICAS DEL PSS/E

Flujos de Potencia

Desde su lanzamiento, la exactitud del flujo de potencia del PSS/E se ha probado contra las respuestas de sistemas reales y es el patrón contra el cual se comprueban otros programas. Los algoritmos y los modelos contenidos en el PSS/E, y particularmente su flexibilidad del usuario, han permitido que cada nueva tecnología en desarrollo sea probada antes de la introducción en la industria.

La aceptación mundial de PSS/E se basa en que Siemens PTI emplea en el PSS/E muchas de las técnicas del estudio usadas por los consultores de Siemens PTI y por la comunidad de usuarios. Por lo tanto, los usuarios de PSS/E cosechan las ventajas de la experiencia de los mejores ingenieros de planeamiento de sistemas eléctricos de potencia a nivel mundial. Además de los modelos estándar y de los análisis proporcionados directamente por el PSS/E, se provee al usuario de una gran capacidad para modificar la ejecución y la preparación y presentación de los resultados, en base a requisitos particulares utilizando el lenguaje Python.

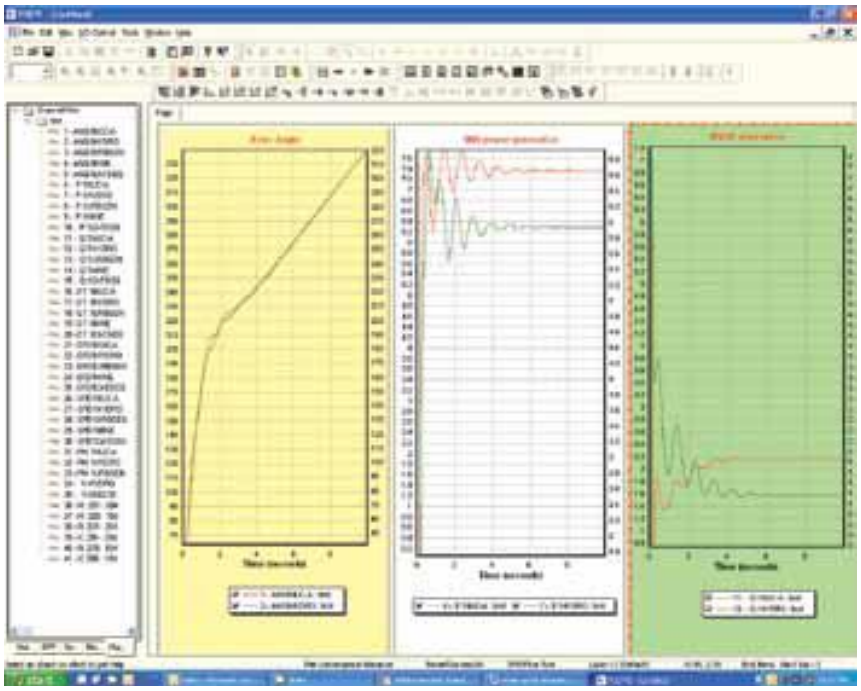
Corto Circuito

El módulo del cortocircuito tiene un número de algoritmos del cálculo del cortocircuito para cubrir las diversas necesidades de estos análisis. Todos los algoritmos son auto contenidos en el PSS/E, y el módulo requiere solamente un caso valido de flujos de potencia y los datos de secuencia cero y negativa. El módulo del cortocircuito puede simular uno o varios tipos de falla en una barra del sistema o del subsistema, de modo que se reduce la duración de análisis. Además, el PSS/E realiza análisis de fallas en base a la norma IEC 60909. El único requisito antes de aplicar este método de cálculo es contar con un caso de trabajo válido de flujo de potencia.

Los datos de secuencia cero y negativa del sistema se requieren solo si se va a simular fallas asimétricas. El análisis del cortocircuito de PSS/E está también adaptado para realizar análisis de coordinación de protección.

Análisis de Contingencia

Al realizar un análisis de contingencia en el PSS/E, las contingencias se pueden especificar ya sea automáticamente (e.g., todas las contingencias N-1) o por medio de una lista definida por el usuario. El resultado es una lista comprensiva de contingencias probadas y en las cuales se identifican violaciones. La característica de la acción correctiva de PSS/E se puede entonces aplicar para atenuar automáticamente violaciones de la contingencia para entonces proporcionar una lista refinada de las violaciones más serias.



Contingencia Probabilística

Siemens PTI incluye un análisis comprensivo de contingencias probabilísticas de transmisión realizando formulaciones analíticas avanzadas con base al programa PSS-TPLAN e integrándolas en el PSS/E. Las contingencias probabilísticas ofrecen una fácil configuración, un modelado detallado de los esquemas de acción suplementaria, la identificación eficaz de las condiciones del colapso de voltaje, manejo automático de despachos de generación y desligue de carga. Estas características combinadas proveen a los usuarios del programa de una herramienta que permite evaluar la confiabilidad del sistema de transmisión, ya sea sistemas grandes o pequeños, sobre una base determinista y probabilística.

Simulación Dinámica

El módulo de la simulación dinámica de PSS/E es una herramienta versátil para investigar la respuesta del sistema a disturbios que causan cambios grandes y

repentinos en el sistema eléctrico. El módulo de simulación dinámica no sólo ofrece una extensa biblioteca de modelos incorporados y probados para modelar diversos tipos de equipos, sino que también ofrece la capacidad para crear modelos definidos por el usuario con cualquier grado de complejidad.

Los modelos del usuario se pueden desarrollar usando código de FORTRAN, o se puede utilizar el Modelo Gráfico de Construcción (GMB) para gráficamente construir y probar los diagramas de bloque de control para ser utilizados en el PSS/E y otros productos de PSS. Un paquete integrado para graficar permite que el usuario especifique gráficas con la capacidad de exportarlas a varios formatos gráficos populares

CAPACIDADES DE EXPANSIÓN

Flujo de Potencia Óptimo (OPF)

El OPF mejora la eficiencia y el rendimiento de procesamiento de estudios de funcionamiento de sistemas eléctricos de potencia agregando inteligencia al proceso en la solución de flujos de potencia. Mientras que un flujo de potencia estándar se basa en el ingeniero para investigar sistemáticamente una variedad de soluciones antes de llegar una solución aceptable, el PSS/E OPF ajusta automáticamente controles para determinar la solución óptima. Desde cualquier punto de partida razonable, se tiene la confianza que se llega a una única solución óptima global, una solución que satisfaga simultáneamente las restricciones del sistema dado un objetivo predeterminado.

Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal (NEVA)

Los problemas de la estabilidad, tales como oscilaciones inter-área, han llegado a ser cada vez más comunes en sistemas eléctricos interconectados. El módulo NEVA proporciona valores de autovalores y análisis modal lo cual amplia la capacidad de los análisis dinámicos del PSS/E para permitir la investigación detallada de oscilaciones de pequeña señal, así como la indicación de la localización óptima y la prueba de dispositivos correctivos. NEVA se integra con el PSS/E, de tal modo que utiliza los modelos estándar de PSS/E y los modelos gráficos del construcción (GMB).

Modelo Constructivo Gráfico (GMB)

GMB es una herramienta poderosa y fácil de usar de desarrollo de modelos basada en combinar componentes gráficos elementales en una representación de diagramas de bloques de control complejos. El planeamiento de sistemas eléctricos de potencia requiere que se utilicen modelos precisos en el programa de simulación. El programa PSS/E se ha diseñado para modelar sistemas dinámicos complejos, ya sea usando modelos dinámicos estándar o modelos especializados desarrollados y probados usando GMB

BENEFICIOS DEL PSS/E

- Modelo de sistema rápido, poderoso y probado en el mundo real, con capacidad hasta 150,000 barras
- Moderna interfase de usuario gráfica (GUI)
- Análisis de fallas balanceadas y desbalanceadas, análisis de contingencias (determinísticas y probabiíisticas)
- Gran capacidad de automatización — comandos BAT, Python, PSAS
- Definición de subsistermas por el usuario – subsistemas basados en áreas, propietarios, zonas, voltajes de barras o combinaciones
- Amplia biblioteca de modelos, incluyendo tecnologías emergentes, tales como FACTS avanzados y aerogeneradores
- Capacidad de crear modelos definidos por el usuario, basados en códigos
- Capacidad integrada de crear gráficas
- Construcción gráfica de modelos de controladores definidos por el usuario
- Análisis de pequeña señal y autovalores

Una herramienta con la facilidad de resolver problemas de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia:

- Análisis de contingencias múltiples (N-1-1; N-2; N-1)
- Análisis de vulnerabilidad por fallas en cascada
- Aplicación automática de medidas de mitigación
- Desarrollo de índices probabilísticos de confiabilidad

Simulación de fallas simples o complejas, incluyendo:

- Fallas trifásicas (3PH)
- Fallas de línea a tierra (LG)
- Fallas de doble línea a tierra (LLG)
- Fallas de línea a línea (LL)
- Cálculos en base a la norma IEC 60909
- Cálculos en base a estándar ANSI

Contenido analítico rápido:

- Incorporación de mejoras analíticas
- Permanece al corriente de los requisitos regulatorios de confiabilidad
- Posee las herramientas apropiadas para el estudio de nuevas tecnologías

Adaptado para solucionar los desafíos de todos los ambientes regulatorios del sistema eléctrico, incluyendo:

- Análisis de capacidad de transferencia
- Análisis de colapso de voltage
- Despacho de potencia reactiva
- Análisis de costos de servicios auxiliares
- Análisis de contingencias
- Análisis de costos marginales basados en localización

Lider en intercambios de data, incluyendo:

- Los conjuntos de datos de PSS/E son comprensivos e incluyen modelos de planeamiento robustos
- La estructura de archivos propietarios sirve como estándar para el intercambio a nivel mundial
- Líder en el uso de archivos de intercambio común modelo XML para mayor exactitud del intercambio a través de diferentes plataformas
- Proporciona las herramientas para el desarrollo de modelos definidos por le usuario
- Permite ejecución definida por el usuario

STOCHASTIC DUAL DYNAMIC PROGRAMMING (SDDP)

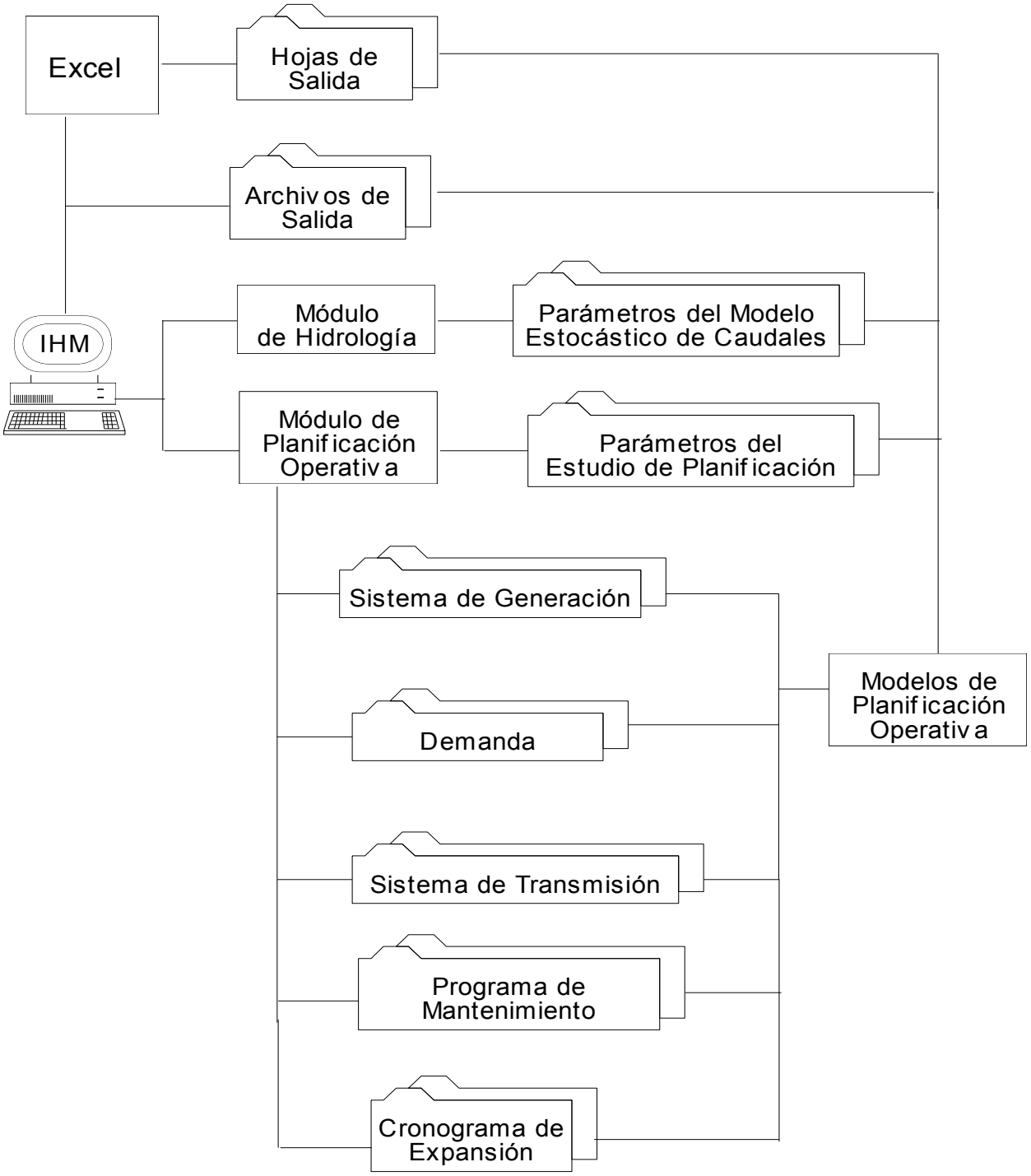
ESTRUCTURA DEL MODELO

El modelo SDDP se compone de dos módulos principales:

1. **Módulo de Planificación Operativa** - Determina la política operativa más económica para los embalses, teniendo en cuenta las incertidumbres en las afluencias futuras y las restricciones en la red de transmisión; simula la operación del sistema a lo largo del período de planificación, para distintos escenarios de secuencias hidrológicas; calcula índices de desempeño tales como el promedio de los costos operativos, los costos marginales por barra y por bloque de carga, y los intercambios óptimos entre empresas; determina la operación óptima de corto plazo

2. **Módulo Hidrológico** - Determina los parámetros del modelo estocástico de caudales.

La Figura presenta el flujo de ejecución de los módulos, los principales datos de entrada, y los enlaces entre los módulos de cálculo de política operativa y simulación.



Flujo de Ejecución de la Planificación Operativa

FLUJO DE DATOS

Los datos de entrada para el módulo de la política operativa incluyen:

1. Datos del sistema:
- características del sistema hidroeléctrico (topología de los embalses, coeficientes de producción, límites de almacenamiento, límites de turbinamiento etc.)
- características de las centrales térmicas (potencia instalada, factores de disponibilidad, costos operativos etc.)
- programa de mantenimiento de los equipos
- características del sistema de transmisión (topología de la red, susceptancia y límites de flujo en los circuitos)

2. Demanda para cada etapa, cada bloque y cada barra de carga
3. Parámetros del modelo estocástico de caudales

Los datos de entrada para el módulo hidrológico incluyen:
- topología de los embalses
- datos históricos de los caudales

PROGRAMACION DINAMICA DUAL ESTOCASTICA

La programación dinámica dual estocástica es la que permite efectuar la valoración del agua en sistemas hidrotérmicos con numerosos embalses. El concepto de valoración del agua almacenada permite efectuar un desacoplamiento temporal del problema de operación hidrotérmica. Esta valoración del agua hace que las plantas hidroeléctricas, para efectos de despacho, puedan ser consideradas como plantas termoeléctricas, asignándoles el costo correspondiente a la valoración del agua. En esta forma, el despacho se realizaría de acuerdo con el orden de mérito del conjunto de recursos térmicos e hidroeléctricos.

La programación dinámica dual estocástica parte de una representación estocástica de las series temporales hidrológicas pertinentes. La versión del SDDP utilizada permite representar los aportes hidrológicos mensuales por medio de sus medias, desviaciones típicas, coeficientes de asimetría, estructura de correlación temporal dada por un modelo auto regresivo hasta de orden 6 y la estructura de la correlación espacial. Esta representación permite utilizar los parámetros para una generación de secuencias hidrológicas igualmente probables, las cuales preservan las características de la serie original. Dichas secuencias permiten simular el sistema hidrotérmico y observar su comportamiento para cada una de ellas. Dado que ellas son igualmente probables, de los resultados de las simulaciones es posible inferir acerca del comportamiento probabilístico de diversas variables producto de la operación del sistema.

La programación dinámica dual estocástica opera en dos fases: en una primera fase el modelo halla la política de operación por medio de cortes de Benders, los cuales, en la práctica, lo que permiten es valorar el agua en cada un de los embalses del sistema como función del contenido de los mismos y de la historia hidrológica en períodos anteriores. Una vez se ha obtenido la política operativa el modelo efectúa una simulación para cada una de N secuencias generadas sintéticamente.

El modelo SDDP permite efectuar una representación bastante detallada de cada una de las plantas del sistema, el suministro de combustible, la disponibilidad hidrológica, la demanda y la red de transmisión bien sea incluyendo pérdidas en el sistema o sin incluirlas.

Modelo NETPLAN – Análisis y Expansión de Redes de Transmisión

NETPLAN es un sistema integrado para análisis y planificación de redes de transmisión que incluye: (i) herramientas para manejo de datos (edición, importación de otras bases de datos etc.); (ii) recursos para manejo de estudios (coherencia de datos y resultados, versiones, fechas, sensibilidades etc.); (iii) herramientas para visualización de la red y de los resultados de los estudios (diagramas esquemáticos, flujos en los circuitos, indicación de sobrecargas, costos marginales por barra, —contour plots" etc.); y (iv) una interfaz gráfica que permite controlar la ejecución de un conjunto de herramientas analíticas para el análisis y la planificación de la expansión de la red de transmisión.

En la corriente versión están disponibles dos herramientas de planificación: (i) **OptNet**, para análisis del desempeño y planificación de la expansión de redes de transmisión de alta voltaje (potencia activa); y (ii) **OptFlow**, para flujo de potencia óptimo AC y planificación de la expansión de fuentes de potencia reactiva (VaR). Ambos modelos utilizan herramientas de optimización —state-of-the-art" capaces de analizar redes de transmisión de grande porte.

A.1.1 Aspectos de modelaje

El modelo **OptNet** – análisis del desempeño y planificación de la expansión de redes de transmisión (parte activa) representa la red de transmisión a través de las ecuaciones linealizadas de flujo de carga y límites de los circuitos. La demanda se modela por bloques de la curva de carga, mientras que se pueden representar diferentes escenarios de despachos para los generadores (incertidumbre hidrológica).

El problema de expansión se formula como un modelo de optimización lineal entero mixto, donde las variables de decisión (inversión en proyectos de circuitos candidatos, cuyos datos el usuario debe informar) se representan por variables enteras. El modelo representa todavía la configuración de la red de transmisión para el —casobase" (sin contingencia) como también para un conjunto de contingencias seleccionadas por el usuario.

La función objetivo consiste en la minimización de la suma de los costos de inversión para construcción de los proyectos (líneas y transformadores) y los costos de confiabilidad de suministro. Para la solución del problema de optimización, el **OptNet** utiliza técnicas avanzadas de programación entera mixta, como por ejemplo, la formulación de un conjunto de restricciones lógicas con base en la topología y la capacidad de la red de transmisión. Los escenarios de despacho se solucionan por una estrategia de expansión incremental, es decir, el modelo automáticamente evalúa la severidad de cada escenario y aplica el algoritmo de expansión de forma incremental considerando cada escenario en orden decreciente de severidad, es decir, primer el escenario más severo, después el según etc. Esta estrategia de solución permite considerar un gran

número de escenarios de despacho en la planificación de la expansión de la red de transmisión, lo que es un requisito es estudios de sistemas termoeléctricos.

A su vez, el problema para flujo de potencia óptimo AC y planificación de la expansión de potencia reactiva (**OptFlow**) se plantea como un problema de optimización no lineal, cuyas restricciones incluyen:

- Las leyes de Kirchhoff: balance de potencia activa y reactiva en cada nodo de la red eléctrica;
- Los límites operativos de la red: tensión en las barras, transporte de potencia activa y reactiva en los circuitos, taps de los transformadores y otros;
- Las restricciones del sistema de generación hidroeléctrico y térmico.

La función objetivo representa la minimización de inyección de nuevas fuentes de potencia reactiva, y las variables de decisión incluyen la generación de potencia activa (nodo de referencia) y reactiva de las unidades generadoras, la tensión terminal de los nodos, los taps de los transformadores y susceptancias de bancos de los capacitores/reactores.

La metodología de solución consiste en aplicar un un algoritmo de puntos interiores primal-dual, que está implementado en el lenguaje matemático AMPL y utiliza el paquete de optimización KNITRO.

A.1.2 Interfaz Grafica

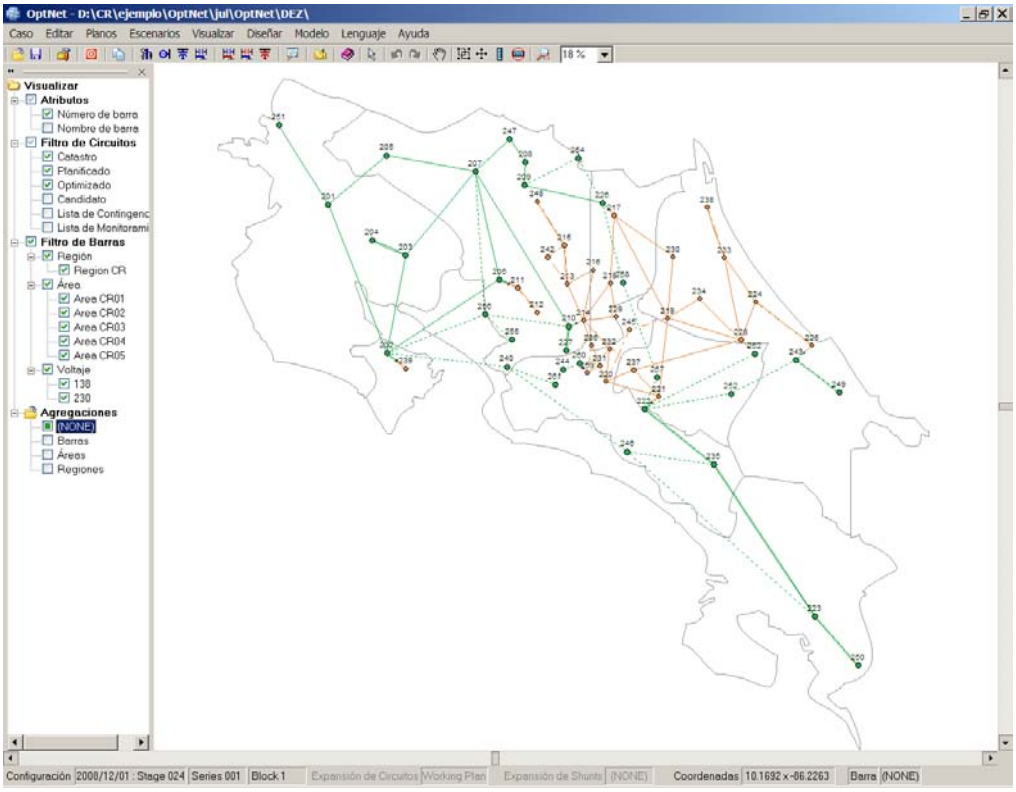
La interfaz grafica del **NETPLAN** se compone de cuatro partes: (*i*) una barra de menús y instrucciones (parte superior); (*ii*) la ventana gráfica principal que ilustra el dibujo del sistema de transmisión; (*iii*) una barra de visualización (a la izquierda); y (*iv*) una barra de status (parte inferior), como se ilustra en la figura a continuación.
Como comentado, en la parte superior de la interfaz se organizan los menús y links de acceso directo a los datos y tareas de uso frecuente. Esta parte de la interfaz implementa la gerencia de los casos de análisis y planificación de la expansión; la edición y visualización de cualquier datos referente a los elementos del sistema de transmisión, al plan de expansión, etc.; y el controle de ejecución de los modelos **OptNet** y **OptFlow**. A través de links, el usuario tiene también acceso a toda la documentación del sistema **NetPlan** (manuales de uso y de referencia).

La parte principal de la interfaz (área central) se utiliza para ilustrar el diagrama del sistema de transmisión, muestreando los nodos, cuyas coordinadas se informaron, y las líneas de transmisión, transformadores, etc., que conectan a los nodos que están representados en el diagrama de la red. Los nodos y circuitos se representan por un código de colores que observa el voltaje nominal de las barras. El diagrama permite diferenciar (padrón de la línea) los circuitos de acuerdo con su tipo (circuito del catastro, circuito es planeado para entrar en operación o circuito es un proyecto).

Diversas funcionalidades están disponibles directamente sobre o diagrama, por ejemplo el usuario puede:

- Editar y visualizar cualquier dato de los elementos del sistema de transmisión;
- Visualizar detalle de conexiones de un nodo con sus vecinos;
- Estimar distancia de líneas o entre barras;
- Posicionar nuevas barras – la interface provén diversas facilidades para que el usuario pueda obtener (caso las coordinadas de los nodos no estén disponibles) la representación del diagrama de la red de transmisión.

También se utiliza el diagrama para ilustrar resultados de los modelos, como será presentado en la sección Resultados más adelante.



A la izquierda del área central se coleccionan funciones de visualización y filtros que afectan lo que se ve del dibujo de la red (área central). De forma bastante rápida y sencilla el usuario puede configurar el diagrama de la red para destacar y/o ocultar partes su interés. Además, están disponibles diferentes abstracciones de representación del dibujo de la red. i.e. se puede agregar los nodos en nodos definidas como —agregadores" (por ejemplo él de mayor voltaje en una subestación) o mismo agregándolos por áreas o regiones definidas previamente por el usuario.

En la parte inferior está la barra de status que muestra las informaciones de la configuración en uso (etapa, escenario y bloque de carga), el plan de expansión de circuitos y/o shunts activo, las coordenadas (latitud/longitud) correspondiente a la posición del —mouse”, y el tipo de resultado visualizado que está activo en el diagrama de la red. La barra inferior también es sensitiva, es decir, permite que el usuario modifique los parámetros, por ejemplo con solo un clic se puede modificar la configuración en uso.

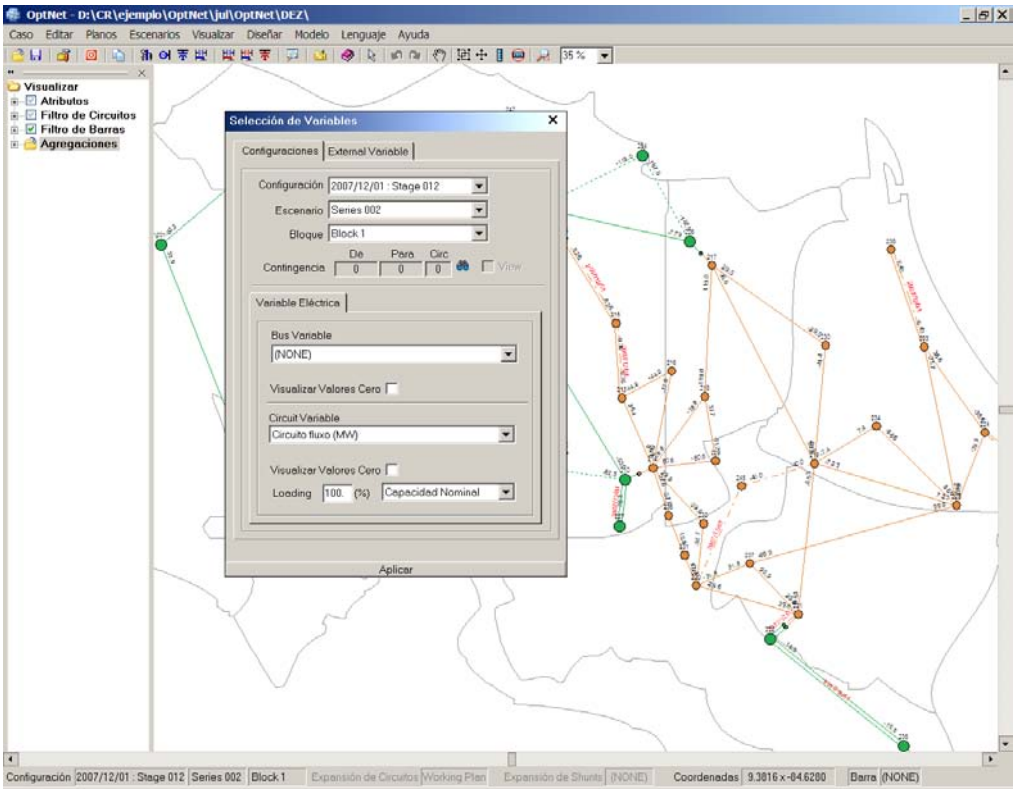
A.1.3 Formas de utilización de los modelos

El sistema **NETPLAN** está pensado para permitir un mayor flexibilidad respecto a los modos de operación. De esta forma, usuario puede seleccionar el modelo de optimización (**OptNet** o **OptFlow**) que desee, para buscar por la solución de expansión de mínimo costo para la expansión de circuitos o de potencia reactiva, como también puede utilizar el sistema de una forma alternativa, bajo un enfoque de planificación —manual”, en que el usuario, a partir por ejemplo de informaciones de sensibilidad, selecciona los proyectos que deben ser agregados al plan de expansión. De hecho, esta selección está disponible directamente sobre diagrama da red, es decir, el usuario puede adicionar un proyecto al plan de expansión con un simples clic sobre la representación del proyecto en el diagrama. De igual forma, se puede remover un elemento que esté en el plan en estudio, de volverá a ser un proyecto.

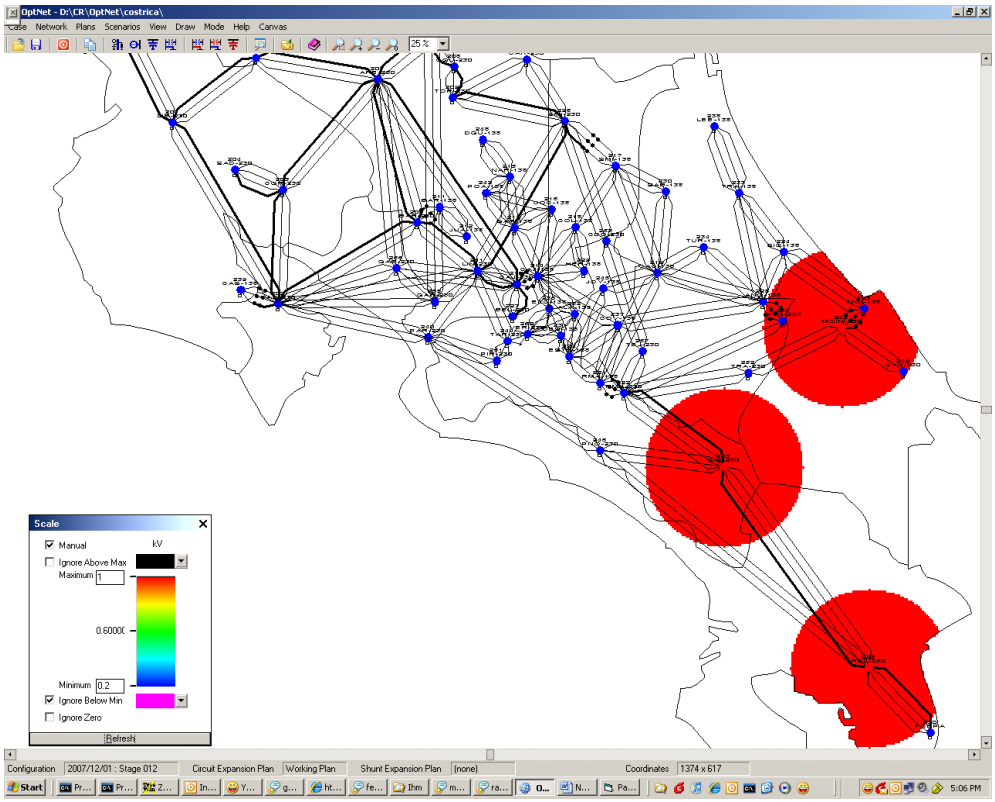
A.1.4 Resultados

Los resultados de los modelos de análisis y de planificación de la expansión, el **NETPLAN** los presenta directamente en el dibujo del sistema de transmisión. Los modelos, como parte del conjunto de salidas, producen archivos de resultados que están preparados para visualización por ejemplo, la Figura a continuación, que ilustra el valor del flujo de potencia (en MW) en los circuitos de la red (valores cerca de la representación de los nodos) y el año de entrada en operación de los proyectos que están en el plan de expansión (fecha en rojo sobre la representación de los proyectos). Los resultados que los modelos de análisis y expansión producen automáticamente incluyen:

- Flujos en los circuitos;
- Redespacho de generación
- Inyecciones de potencia (carga – generación)
- Generación de potencia activa
- Generación de potencia reactiva
- Costo marginal de confiabilidad
- Tensión de las barras



El **NETPLAN** permite también la representación de resultados nodales (tensión, costo marginal de nodos, generación, corte de carga, etc.) por gráficos tipo —contour plots” de los nodos. Por ejemplo, la figura a continuación ilustra el costo marginal de los nodos que, de acuerdo con la paleta de selección de colores, el color azul indica valores mínimos y el rojo valores máximos para el costo marginal. Observe que la paleta permite también que se ignoren valores superiores o inferiores o un valor especificado por el usuario.



Un ponto a importante a destacar es que la interface del sistema **NETPLAN** para visualización de los resultados en el dibujo de la red es totalmente abierta, es decir, el usuario puede implementar utilitarios que escriben resultados de acuerdo con el protocolo de visualización y verlos en el diagrama.

Además de los resultados del diagrama, los modelos producen también informes que son compatibles con el Excel y se manejan a través del programa graficador que está integrado al módulo sistema de planificación **NETPLAN**. Algunos resultados que están disponibles incluyen:

- Corte de carga, generación, costo marginal, por barra y para cada contingencia seleccionada;
- Flujo por circuito y para cada contingencia seleccionada;
- Generación de potencia activa y reactiva, ángulo y magnitud de tensión, inyección de potencia reactiva, corte de carga, taps de los transformadores y flujo en los circuitos;
- Costos marginales asociadas a los balances de potencia activa y reactiva de cada barra.
- Por fin, los modelos presentan también salidas con sumarios, por ejemplo:
- Informe de severidad para las contingencias seleccionadas;
- Informe de severidad promedio considerando el conjunto de contingencias seleccionadas.

A.1.5 Base de Datos

NETPLAN provee facilidades para importar los datos de otras herramientas que modelan redes de transmisión de potencia. Actualmente, están disponibles utilitarios que permiten montar una base de datos del **NETPLAN** a partir de casos del modelo SDDP (despacho hidrotérmico), casos de flujo de potencia del PSS-E y del ANAREDE.

A.1.6 Aplicaciones Recientes

- Planificación de la expansión del sistema de transmisión de Costa Rica para el horizonte de (2007-2011), 205 contingencias, 100 escenarios de despacho mensuales y 190 proyectos;
- Análisis de contingencias del sistema de Grecia (base de datos importada directamente de casos del PSS-E);
- Plano de expansión de la red Salvadoreña, horizonte de 5 años, 34 contingencias, 2000 escenarios de despacho mensuales y 47 proyectos;
- Gerencia de bases de datos de sistemas de transmisión, incluyendo información georreferenciada, integrada con otros modelos de PSR para la visualización de resultados de despacho y flujo de potencia para varios sistemas, como por ejemplo los sistemas de Bolivia, Brasil, Colombia, Costa Rica, República Dominicana, Ecuador, Grecia y Guatemala.

ANEXO III-14

MODELOS DINÁMICOS

Datos de los Modelos de Generadores, Escitadores, Gobernadores y Estabililizadores de Panamá

```
/*  BASE DE DATOS DE PANAMA

/*  MODELO DE GENERADORES DE PANAMA
101,'GENSAL' ,B1, 4,0.02,0.02,2.69,1,0.99,0.833,0.3452,0.3100,0.16,0.19,0.343/
102,'GENSAL' ,B2, 4,0.02,0.02,2.69,1,0.99,0.833,0.3452,0.3100,0.16,0.19,0.343/
108,'GENSAL' ,B3, 5,0.07,0.08,2.96,1,0.90,0.570,0.4000,0.24,0.10,0.92,1.01/
 97,'GENSAL' ,F1,9,0.06,0.09,4.50,1,1.02,0.54,0.3,0.155,0.12,0.2,0.67000/
 98,'GENSAL' ,F2,9,0.06,0.09,4.50,1,1.02,0.54,0.3,0.155,0.12,0.2,0.67000/
 99,'GENSAL' ,F3,9,0.06,0.09,4.50,1,1.02,0.54,0.3,0.155,0.12,0.2,0.67000/
 94,'GENSAL' ,L1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 95,'GENSAL' ,L2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 90,'GENSAL' ,E1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 91,'GENSAL' ,E2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
134,'GENSAL' ,G1,5,0.02,0.09,1.398,1,1.09,0.84,0.47,0.36,0.14,0.19,0.59000/
135,'GENSAL' ,G2,5,0.02,0.09,1.398,1,1.09,0.84,0.47,0.36,0.14,0.19,0.59000/
136,'GENSAL' ,G3,5,0.02,0.09,1.398,1,1.09,0.84,0.47,0.36,0.14,0.19,0.59000/
140,'GENSAL' ,G1,5,0.02,0.09,2.233,1,1.01,0.63,0.33,0.33,0.12,0.19,0.59000/
140,'GENSAL' ,G2,5,0.02,0.09,2.233,1,1.01,0.63,0.33,0.33,0.12,0.19,0.59000/
140,'GENSAL' ,G3,5,0.02,0.09,2.233,1,1.01,0.63,0.33,0.33,0.12,0.19,0.59000/
141,'GENSAL' ,G4,5,0.02,0.09,2.210,1,1.01,0.78,0.38,0.38,0.12,0.19,0.59000/
141,'GENSAL' ,G5,5,0.02,0.09,1.991,1,1.10,0.78,0.38,0.38,0.12,0.19,0.59000/
141,'GENSAL' ,G6,5,0.02,0.09,1.991,1,1.10,0.78,0.38,0.38,0.12,0.19,0.59000/
142,'GENSAL' ,C1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
143,'GENSAL' ,C2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
193,'GENSAL' ,G1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
193,'GENSAL' ,G2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
193,'GENSAL' ,G3,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
204,'GENSAL' ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
204,'GENSAL' ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
106,'GENSAL' ,M1,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
106,'GENSAL' ,M2,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
106,'GENSAL' ,M3,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
107,'GENSAL' ,M4,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
107,'GENSAL' ,M5,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
107,'GENSAL' ,M6,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P1,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P2,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P3,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P4,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P5,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P6,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,1P,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,2P,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,P0,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,P7,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,P8,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,P9,3.33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
116,'GENSAL' ,P1,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
116,'GENSAL' ,P2,5.3,0.038,0.149,0.781,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
116,'GENSAL' ,P3,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
 70,'GENROU'  ,J5,8,0.05,0.7,0.1,1.45,0,2.01,1.3,0.171,0.6,0.116,0.06,0.1,0.50000/
 72,'GENROU'  ,T8,5.936,0.022,0.541,0.045,1.45,0,2.078,1.931,0.188,0.377,0.129,0.162,0.1,0.50000/
 73,'GENROU'  ,V9,6.5,0.023,0.7,0.1,1.887,0,1.72,1.61,0.2,0.6,0.16,0.145,0.1,0.40000/
 66,'GENROU'  ,V2,5.1,0.02,0.7,0.1,4.45,0,1.41,1.35,0.156,0.6,0.12,0.06,0.1,0.50000/
 67,'GENROU'  ,V3,5.1,0.02,0.7,0.1,4.45,0,1.41,1.35,0.156,0.6,0.12,0.06,0.1,0.50000/
 68,'GENROU'  ,V4,5.1,0.02,0.7,0.1,4.45,0,1.41,1.35,0.156,0.6,0.12,0.06,0.1,0.50000/
 71,'GENROU'  ,J6,8,0.05,0.7,0.1,1.45,0,2.01,1.3,0.171,0.6,0.116,0.06,0.1,0.50000/
104,'GENROU'  ,CO,7,0.025,0.60,0.05,1.35,0,2.50,2.30,0.25,0.40,0.20,0.06,0.1,0.50000/
113,'GENROU'  ,GP,8.8,0.04,0.7,0.1,3.0,0,2.01,1,0.684,0.8,0.561,0.06,0.1,0.50000/
114,'GENROU'  ,PG,8.8,0.04,0.7,0.1,3.0,0,2.01,1,0.684,0.8,0.561,0.06,0.1,0.50000/
126,'GENROU'  ,G1,8,0.05,0.7,0.1,0.5414,0,1.56,1.51,0.23,0.23,0.14,0.06,0.1,0.50000/
127,'GENROU'  ,G2,8,0.05,0.7,0.1,0.5414,0,1.56,1.51,0.23,0.23,0.14,0.06,0.1,0.50000/
128,'GENROU'  ,G3,5,0.05,0.7,0.1,3.12,0,1.95,1.89,0.33,0.33,0.15,0.055,0.1,0.50000/
129,'GENROU'  ,G4,5,0.05,0.7,0.1,4.73,0,1.95,1.95,0.3,0.3,0.16,0.05,0.1,0.5000/
130,'GENROU'  ,G5,5.0,0.05,0.700,0.10,1.45,0,1.8,1.8,0.2,0.2,0.15,0.068,0.1,0.50000/
```

```
151,'GENSAL'  ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
301,'GENSAL' ,C1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
303,'GENSAL' ,S1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
304,'GENSAL' ,A1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
302,'GENSAL' ,P1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
305,'GENSAL'  ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
305,'GENSAL'  ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
305,'GENSAL'  ,3 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
307,'GENSAL' ,G1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
308,'GENSAL' ,G2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
311,'GENSAL'  ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
311,'GENSAL'  ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
312,'GENSAL' ,1 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
312,'GENSAL' ,2 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
312,'GENSAL' ,3 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
313,'GENSAL' ,1 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2240,0.157,0.1,0.50000/
313,'GENSAL' ,2 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2240,0.157,0.1,0.50000/
314,'GENSAL' ,1 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
314,'GENSAL' ,2 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
314,'GENSAL' ,3 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
315,'GENSAL' ,1 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
315,'GENSAL' ,2 ,4.6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
316,'GENSAL'  ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
316,'GENSAL'  ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
317,'GENSAL' ,M1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
317,'GENSAL' ,M2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
318,'GENSAL' ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
319,'GENSAL' ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
340,'GENSAL' ,P1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
342,'GENSAL' ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
342,'GENSAL' ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
343,'GENSAL' ,1 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
343,'GENSAL' ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
343,'GENSAL' ,3 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
516,'GENSAL' ,G1,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
516,'GENSAL' ,G2,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
516,'GENSAL' ,G3,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
517,'GENSAL' ,G4,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
517,'GENSAL' ,G5,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
517,'GENSAL' ,G6,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
517,'GENSAL' ,G7,5.3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/

/*    MODELO DE GOBERNADORES DE PANAMA
101,'HYGOV'   ,B1,0.03,0.8,14.5,0.03,1,0.167,0.893,0.266,1.15,1.36,0.5,0.08/
102,'HYGOV'   ,B2,0.03,0.8,14.5,0.03,1,0.167,0.893,0.266,1.15,1.36,0.5,0.08/
108,'HYGOV'   ,B3,0.03,0.8,14.5,0.03,1,0.167,0.870,0.260,1.15,1.36,0.5,0.08/
 97,'HYGOV'   ,F1,0.03,0.5,11.8,0.03,0.2,0.167,0.95,0.05,1.85,1.05,0.5,0.08/
 98,'HYGOV'   ,F2,0.03,0.5,11.8,0.03,0.2,0.167,0.95,0.05,1.85,1.05,0.5,0.08/
 99,'HYGOV'   ,F3,0.03,0.5,11.8,0.03,0.2,0.167,0.95,0.05,1.85,1.05,0.5,0.08/
 94,'HYGOV'   ,L1,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
 95,'HYGOV'   ,L2,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
 90,'HYGOV'   ,E1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
 91,'HYGOV'   ,E2,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
134,'HYGOV'   ,G1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.923,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
135,'HYGOV'   ,G2,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.923,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
136,'HYGOV'   ,G3,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.923,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
 73,'TGOV1'   ,V9,0.06,0.05,0.859,0.0,1,3,0.00/
 66,'TGOV1'   ,V2,0.06,0.05,0.851,0.0,1,3,0.00/
 67,'TGOV1'   ,V3,0.06,0.05,0.851,0.0,1,3,0.00/
 68,'TGOV1'   ,V4,0.06,0.05,0.851,0.0,1,3,0.00/
128,'TGOV1'   ,G3,0.03,0.05,0.74,0.327,1,3,0.00/
129,'TGOV1'   ,G4,0.03,0.05,0.74,0.1,1,3,0.00/
 70,'GAST'    ,J5,0.04,0.05,0.05,3,1,2,0.84,0.05,0.5/
 71,'GAST'    ,J6,0.04,0.05,0.05,3,1,2,0.84,0.05,0.5/
 72,'GAST'    ,T8,0.04,0.05,0.05,3,1,2,0.7,0.05,0.5/
104,'GAST'    ,CO,0.03,0.015,0.2,5,1.05,0.67,0.84,0,0.5/
113,'GAST'    ,GP,0.04,0.2,0.05,3,1,2,0.69,0.05,0.5/
114,'GAST'    ,PG,0.04,0.2,0.05,3,1,2,0.69,0.05,0.5/
126,'GAST'    ,G1,0.03,0.01,0.05,3,1,2,0.74,0.05,0.5/
127,'GAST'    ,G2,0.03,0.01,0.05,3,1,2,0.74,0.05,0.5/
```

```
130,'GAST'    ,G5,0.03,0.01,0.05,3,1,2,0.7,0.05,0.5/
106,'DEGOV1'  ,M1,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
106,'DEGOV1'  ,M2,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
106,'DEGOV1'  ,M3,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
107,'DEGOV1'  ,M4,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
107,'DEGOV1'  ,M5,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
107,'DEGOV1'  ,M6,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
 75,'DEGOV1'  ,P1,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 75,'DEGOV1'  ,P2,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 75,'DEGOV1'  ,P3,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 75,'DEGOV1'  ,P4,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 75,'DEGOV1'  ,P5,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 75,'DEGOV1'  ,P6,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 76,'DEGOV1'  ,1P,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 76,'DEGOV1'  ,2P,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 76,'DEGOV1'  ,P0,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 76,'DEGOV1'  ,P7,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 76,'DEGOV1'  ,P8,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
 76,'DEGOV1'  ,P9,0,5,0.0476,1,15,5.1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
116,'DEGOV1'  ,P1,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
116,'DEGOV1'  ,P2,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
116,'DEGOV1'  ,P3,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
193,'HYGOV'   ,G1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
193,'HYGOV'   ,G2,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
193,'HYGOV'   ,G3,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
204,'HYGOV'   ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,2.95,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
204,'HYGOV'   ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,2.95,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
151,'HYGOV'   ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
301,'HYGOV'   ,C1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
303,'HYGOV'   ,S1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
304,'HYGOV'   ,A1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
302,'HYGOV'   ,P1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
305,'HYGOV'   ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
305,'HYGOV'   ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
305,'HYGOV'   ,3 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
142,'HYGOV'   ,C1,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
143,'HYGOV'   ,C2,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
307,'HYGOV'   ,G1,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
308,'HYGOV'   ,G2,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
311,'HYGOV'   ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
311,'HYGOV'   ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
312,'DEGOV1'  ,1 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
312,'DEGOV1'  ,2 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
312,'DEGOV1'  ,3 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
313,'DEGOV1'  ,1 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
313,'DEGOV1'  ,2 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
314,'DEGOV1'  ,1 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
314,'DEGOV1'  ,2 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
314,'DEGOV1'  ,3 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
315,'DEGOV1'  ,1 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
315,'DEGOV1'  ,2 ,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
316,'HYGOV'   ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.02,2.52,1.05,0.5,0.08/
316,'HYGOV'   ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.02,2.52,1.05,0.5,0.08/
317,'HYGOV'   ,M1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
317,'HYGOV'   ,M2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
318,'HYGOV'   ,1 ,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
319,'HYGOV'   ,2 ,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
340,'HYGOV'   ,P1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
342,'HYGOV'   ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
342,'HYGOV'   ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
343,'HYGOV'   ,1 ,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
343,'HYGOV'   ,2 ,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
343,'HYGOV'   ,3 ,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
516,'DEGOV1'  ,G1,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
516,'DEGOV1'  ,G2,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
516,'DEGOV1'  ,G3,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
517,'DEGOV1'  ,G4,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
517,'DEGOV1'  ,G5,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
517,'DEGOV1'  ,G6,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
517,'DEGOV1'  ,G7,0,5,0.05,0.95,15,5.1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
```

```
/*    MODELO DE EXCITADORES DE PANAMA
 101,'EXST1'  ,B1,0.025,3,-3,0.0050,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0.02,0.1,1.5/
 102,'EXST1'  ,B2,0.025,3,-3,0.0050,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0.02,0.1,1.5/
 108,'EXST1'  ,B3,0.025,4,-1,0.0080,0.088,50,0.005,10,-10,0.02,0.10,1.5/
  97,'EXST1'  ,F1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0,0.0,0.3/
  98,'EXST1'  ,F2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0,0.0,0.3/
  99,'EXST1'  ,F3,0.025,3,-3,0.0080,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0,0.0,0.3/
  94,'EXST1'  ,L1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
  95,'EXST1'  ,L2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
  90,'EXST1'  ,E1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
  91,'EXST1'  ,E2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
  70,'IEEET2' ,J5,0.025,400,0.1,6.59,0,1,1.3,0.2,5,1.3,2.4,0.03,5,0.5/
  71,'IEEET2' ,J6,0.025,400,0.1,6.59,0,1,1.3,0.2,5,1.3,2.4,0.03,5,0.5/
  72,'ESST4B' ,T8,0,3.38,3.38,1,-0.87,0.01,1,0,1,-0.87,0,5.92,0,7.4,0.11,0,2/
  73,'EXAC4'  ,V9,0,0.2,-0.2,1.149,22.97,1000,0.002,5.236,-4.189,0/
  66,'IEEET1' ,V2,0,217.03,1,3,-3,1,0.8,0.078,0.726,0,2.4,0.03,5,0.5/
  67,'IEEET1' ,V3,0,126.37,1,3,-3,1,0.8,0.078,0.726,0,2.4,0.03,5,0.5/
  68,'IEEET1' ,V4,0,126.37,1,2,0,1,0.8,0.078,0.726,0,2.4,0.03,5,0.5/
 104,'EXAC1'  ,CO,0,1,1,4000,0.05,56,0,1.5,0.025,0.4,0.1,2,1,9,0.001,10,0.01/
 106, 'ESAC8B'  ,M1,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 106, 'ESAC8B'  ,M2,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 106, 'ESAC8B'  ,M3,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 107, 'ESAC8B'  ,M4,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 107, 'ESAC8B'  ,M5,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 107, 'ESAC8B'  ,M6,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 116, 'ESAC8B'  ,P1,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 116, 'ESAC8B'  ,P2,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
 116, 'ESAC8B'  ,P3,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
  75, 'SEXS'  ,P1,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  75, 'SEXS'  ,P2,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  75, 'SEXS'  ,P3,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  75, 'SEXS'  ,P4,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  75, 'SEXS'  ,P5,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  75, 'SEXS'  ,P6,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  76, 'SEXS'  ,1P,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  76, 'SEXS'  ,2P,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  76, 'SEXS'  ,P0,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  76, 'SEXS'  ,P7,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  76, 'SEXS'  ,P8,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
  76, 'SEXS'  ,P9,0.1,10,100,0.05,0,2.5/
 113, 'SEXS'  ,GP,0.2,10,100,0.05,0,4/
 114, 'SEXS'  ,PG,0.2,10,100,0.05,0,4/
 126, 'SEXS'  ,G1,0.2,10,100,0.05,0,4/
 127, 'SEXS'  ,G2,0.2,10,100,0.05,0,4/
 128, 'SEXS'  ,G3,0.1,10,100,0.05,0,4/
 129, 'SEXS'  ,G4,0.1,10,100,0.05,0,4/
 130, 'SEXS'  ,G5,0.1,10,100,0.05,0,4/
 134, 'SEXS'  ,G1,0.1,10,100,0.05,0,4/
 135, 'SEXS'  ,G2,0.1,10,100,0.05,0,4/
 136, 'SEXS'  ,G3,0.1,10,100,0.05,0,4/
 140, 'SEXS'  ,G1,0.1,10,100,0.05,0,4/
 140, 'SEXS'  ,G2,0.1,10,100,0.05,0,4/
 140, 'SEXS'  ,G3,0.1,10,100,0.05,0,4/
 141, 'SEXS'  ,G4,0.1,10,100,0.05,0,4/
 141, 'SEXS'  ,G5,0.1,10,100,0.05,0,4/
 141, 'SEXS'  ,G6,0.1,10,100,0.05,0,4/
 193,'EXST1'  ,G1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 193,'EXST1'  ,G2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 193,'EXST1'  ,G3,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 204,'EXST1'  ,1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 204,'EXST1'  ,2 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 151,'EXST1'  ,1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 301,'EXST1'  ,C1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 303,'EXST1'  ,S1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 304,'EXST1'  ,A1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 302,'EXST1'  ,P1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 305,'EXST1'  ,1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 305,'EXST1'  ,2 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 305,'EXST1'  ,3 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
```

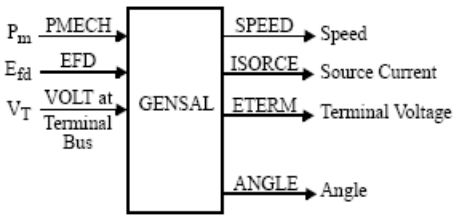
```
142,'EXST1'  ,C1,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
143,'EXST1'  ,C2,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
307,'EXST1'  ,G1,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
308,'EXST1'  ,G2,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
311,'EXST1'  ,1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
311,'EXST1'  ,2 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
312,'ESAC8B' ,1 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
312,'ESAC8B' ,2 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
312,'ESAC8B' ,3 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
313,'ESAC8B' ,1 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
313,'ESAC8B' ,2 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
314,'ESAC8B' ,1 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
314,'ESAC8B' ,2 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
315,'ESAC8B' ,1 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
315,'ESAC8B' ,2 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
314,'ESAC8B' ,3 ,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
316,'EXST1'  ,1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
316,'EXST1'  ,2 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
317,'EXST1'  ,M1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
317,'EXST1'  ,M2 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
318,'EXST1'  ,1 ,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
318,'EXST1'  ,2 ,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
340,'EXST1'  ,P1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
342,'EXST1'  ,1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
342,'EXST1'  ,2 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
343,'EXST1'  ,1 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
343,'EXST1'  ,2 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
343,'EXST1'  ,3 ,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
516, 'ESAC8B'  ,G1,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
516, 'ESAC8B'  ,G2,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
516, 'ESAC8B'  ,G3,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/

/*    MODELO DE ESTABILIZADORES DE PANAMA
 97,'STAB2A'  ,F1,1.0,4.4,10,1.8,1,1.41,0.01,0.05/
 98,'STAB2A'  ,F2,1.0,4.4,10,1.8,1,1.41,0.01,0.05/
 99,'STAB2A'  ,F3,1.0,4.4,10,1.8,1,1.41,0.01,0.05/
101,'STAB2A'  ,B1,1.0,4.4,7.85,1.8,0.785,1.41,0.01,0.03/
102,'STAB2A'  ,B2,1.0,4.4,7.85,1.8,0.785,1.41,0.01,0.03/
108,'STAB2A'  ,B3,1.0,4.5,25,2,5,1,0.01,0.03/
```

MODELOS DE GENERADORES

GENSAL

Salient Pole Generator Model (Quadratic Saturation on d-Axis)

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.
The machine MVA is _____ for each of units = _____ MBASE.
ZSORCE for this machine is _____ + j _____ on the above MBASE.



CONs	#	Value	Description
J			T'_{do} (>0) (sec)
J+1			T''_{do} (>0) (sec)
J+2			T''_{qo} (>0) (sec)
J+3			Inertia, H
J+4			Speed damping, D
J+5			X_d
J+6			X_q
J+7			X'_d
J+8			$X''_d = X''_q$
J+9			X_l
J+10			S(1.0)
J+11			S(1.2)

STATEs	#	Description
K		E'_q
K+1		ψ''_q
K+2		ψkd
K+3		Δ speed (pu)
K+4		Angle (radians)

Note: X_d, X_q, X'_d, X''_d, X''_q, X_l, H, and D are in pu, machine MVA base.

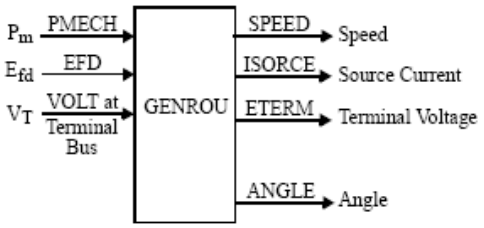
X''_q must be equal to X''_d.

IBUS, 'GENSAL', I, T'_{do}, T''_{do}, T''_{qo}, H, D, X_d, X_q, X'_d, X''_d, X_l, S(1.0), S(1.2)/

GENROU

Round Rotor Generator Model (Quadratic Saturation)

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
The machine MVA is _____ for each of _____ units = _____ MBASE.
ZSORCE for this machine is _____ + j _____ on the above MBASE



CONs	#	Value	Description
J			T'_{do} (>0) (sec)
J+1			T''_{do} (>0) (sec)
J+2			T'_{qo} (>0) (sec)
J+3			T''_{qo} (>0) (sec)
J+4			Inertia, H
J+5			Speed damping, D
J+6			X_d
J+7			X_q
J+8			X'_d
J+9			X'_q
J+10			$X''_d = X''_q$
J+11			X_l
J+12			S(1.0)
J+13			S(1.2)

STATEs	#	Description
K		E'_q
K+1		E'_d
K+2		ψkd
K+3		ψkq
K+4		Δ speed (pu)
K+5		Angle (radians)

Note: X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X''_q, X_l, H, and D are in pu, machine MVA base.

X''_q must be equal to X''_d.

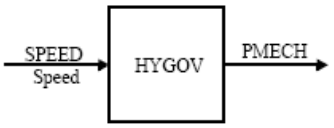
IBUS, 'GENROU', I, T'_{do}, T''_{do}, T'_{qo}, T''_{qo}, H, D, X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X_l, S(1.0), S(1.2)/

MODELOS DE GOBERNADORES

HYGOV

Hydro Turbine-Governor

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VARs starting with #_____ L.

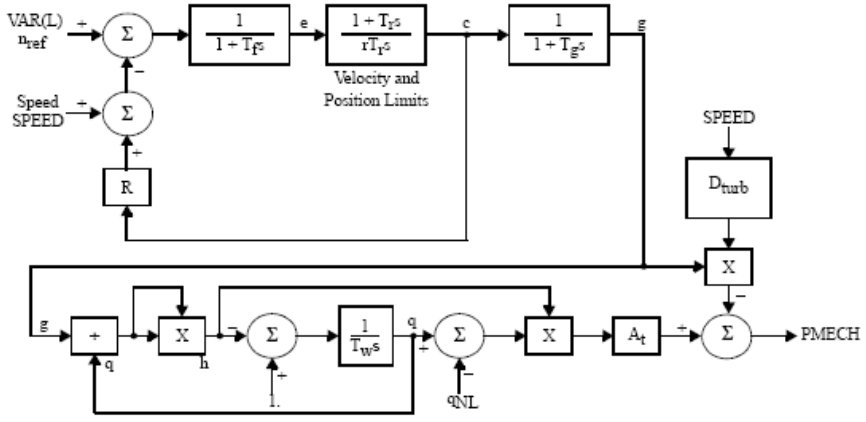


CONs	#	Value	Description
J			R, permanent droop
J+1			r, temporary droop
J+2			T_r (>0) governor time constant
J+3			T_f (>0) filter time constant
J+4			T_g (>0) servo time constant
J+5			± VELM, gate velocity limit
J+6			G_{MAX}, maximum gate limit
J+7			G_{MIN}, minimum gate limit
J+8			T_W (>0) water time constant
J+9			A_t, turbine gain
J+10			D_{turb}, turbine damping
J+11			q_{NL}, no load flow

STATEs	#	Description
K		e, filter output
K+1		c, desired gate
K+2		g, gate opening
K+3		q, turbine flow

VARs	#	Description
L		Speed reference
L+1		h, turbine head

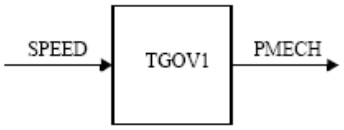
IBUS, 'HYGOV', I, R, r, T_r, T_f, T_g, VELM, G_{MAX}, G_{MIN}, T_W, A_t, D_{turb}, q_{NL}/



TGOV1

Steam Turbine-Governor

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.



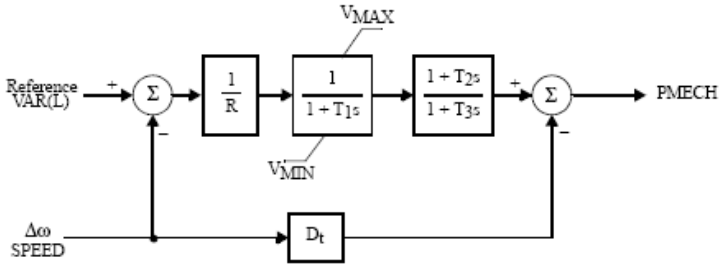
CONs	#	Value	Description
J			R
J+1			T_1 (>0) (sec)
J+2			V_{MAX}
J+3			V_{MIN}
J+4			T_2 (sec)
J+5			T_3 (>0) (sec)
J+6			D_t

STATEs	#	Description
K		Valve opening
K+1		Turbine power

VAR	#	Description
L		Reference

Note: V_{MAX}, V_{MIN}, D_t are in per unit on generator base.
T_2/T_3 = high-pressure fraction.
T_3 = reheater time constant.

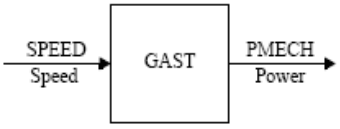
IBUS, 'TGOV1', I, R, T_1, V_{MAX}, V_{MIN}, T_2, T_3, D_t/



GAST

Gas Turbine-Governor

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.

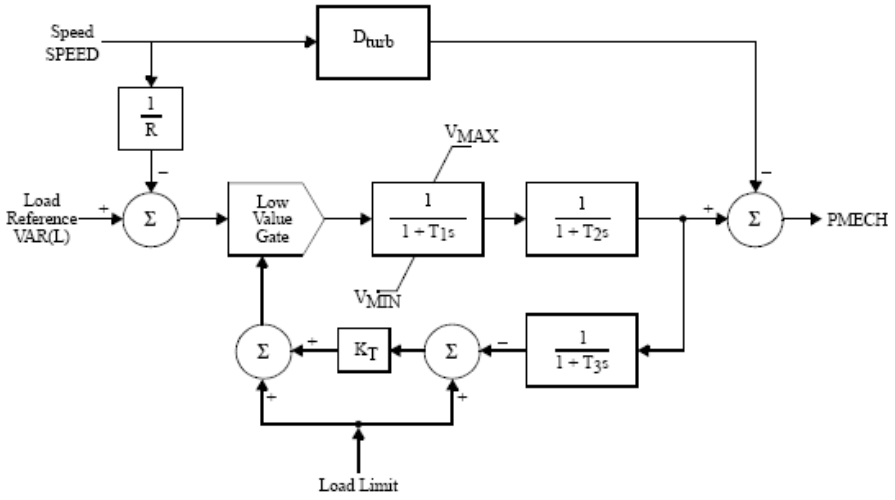


CONs	#	Value	Description
J			R (speed droop)
J+1			T_1 (>0) (sec)
J+2			T_2 (>0) (sec)
J+3			T_3 (>0) (sec)
J+4			Ambient temperature load limit, AT
J+5			K_T
J+6			V_{MAX}
J+7			V_{MIN}
J+8			D_{turb}

STATEs	#	Description
K		Fuel valve
K+1		Fuel flow
K+2		Exhaust temperature

VAR	#	Description
L		Load reference

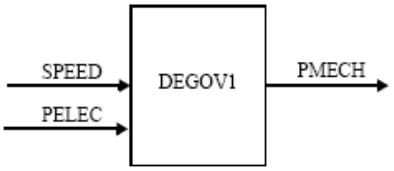
IBUS, 'GAST', I, R, T_1, T_2, T_3, AT, K_T, V_{MAX}, V_{MIN}, D_{turb}/



DEGOV1

Woodward Diesel Governor

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and ICON #_____ M,
and STATEs starting with #_____ K,
and VARs starting with #_____ L.



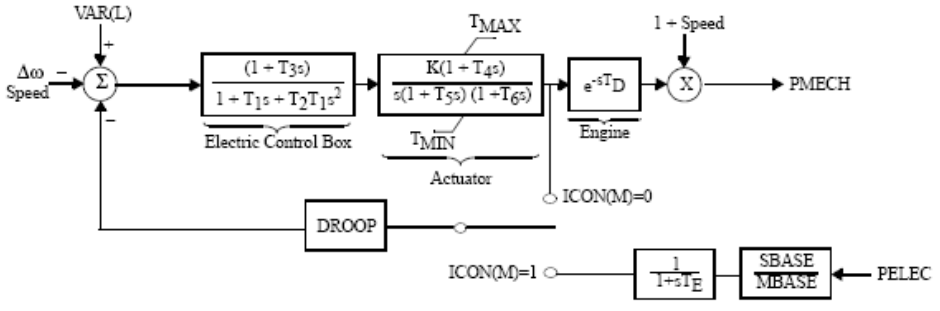
ICON	#	Value	Description
M			Droop control: 0 = Throttle feedback 1 = Electric power feedback

CONs	#	Value	Description
J			T_1 (sec)
J+1			T_2 (sec)
J+2			T_3 (sec)
J+3			K
J+4			T_4 (sec)
J+5			T_5 (sec)
J+6			T_6 (sec)
J+7			T_D ($0 \leq T_D \leq 12 * DELT$) (sec)
J+8			T_{MAX}
J+9			T_{MIN}
J+10			Droop
J+11			T_E

STATEs	#	Description
K		Electric control box 1
K+1		Electric control box 2
K+2		Actuator 1
K+3		Actuator 2
K+4		Actuator 3
K+5		Power transducer

VARs	#	Description
L		Reference
L+1		Delay table
.		
.		
.		
L+13		

IBUS, 'DEGOV1', I, Droop Control, T_1, T_2, T_3, K, T_4, T_5, T_6, T_D, T_{MAX}, T_{MIN}/, Droop, T_E/

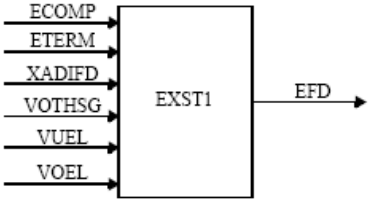


MODELOS DE EXCITADORES

EXST1

IEEE Type ST1 Excitation System

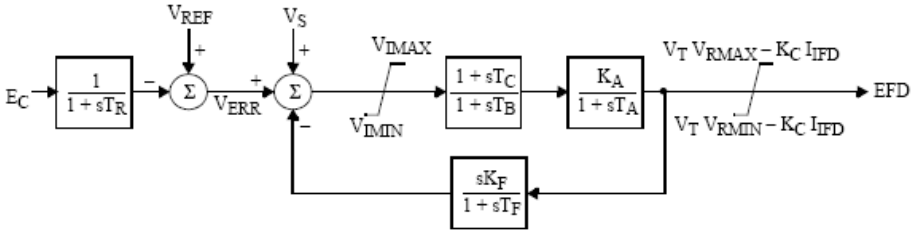
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_R
J+1			V_{IMAX}
J+2			V_{IMIN}
J+3			T_C
J+4			T_B (sec)
J+5			K_A
J+6			T_A (sec)
J+7			V_{RMAX}
J+8			V_{RMIN}
J+9			K_C
J+10			K_F
J+11			T_F (> 0) (sec)

STATEs	#	Description
K		$V_{measured}$
K+1		Lead lag
K+2		V_R
K+3		Feedback

IBUS, 'EXST1', I, T_R, V_{IMAX}, V_{IMIN}, T_C, T_B, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, K_C, K_F, T_F/

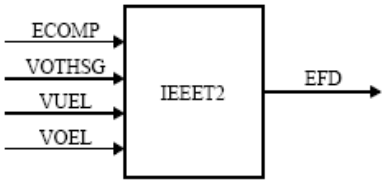


V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL

IEEET2

IEEE Type 2 Excitation System

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.



CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_A
J+2			T_A (sec)
J+3			V_{RMAX} or zero
J+4			V_{RMIN}
J+5			K_E
J+6			T_E (>0) (sec)
J+7			K_F
J+8			T_{F1} (>0) (sec)
J+9			T_{F2} (>0) (sec)
J+10			E_1
J+11			$S_E(E_1)$
J+12			E_2
J+13			$S_E(E_2)$

STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Regulator output, V_R
K+2		Exciter output, EFD
K+3		First feedback integrator
K+4		Second feedback integrator

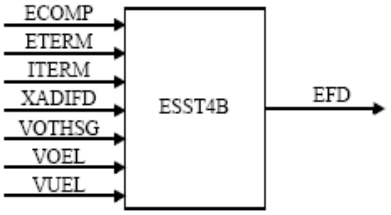
VARs	#	Description
L		K_E

IBUS, 'IEEET2', I, T_R, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, K_E, T_E, K_F, T_{F1}, T_{F2}, E_1, $S_E(E_1)$, E_2, $S_E(E_2)$/

ESST4B

IEEE Type ST4B Potential or Compounded Source-Controlled Rectifier Exciter

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_{PR}
J+2			K_{IR}
J+3			V_{RMAX}
J+4			V_{RMIN}
J+5			T_A (sec)
J+6			K_{PM}
J+7			K_{IM}
J+8			V_{MMAX}
J+9			V_{MMIN}
J+10			K_G
J+11			K_P
J+12			K_I
J+13			V_{BMAX}
J+14			K_C
J+15			X_L
J+16			THETAP

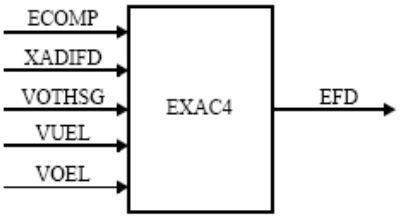
STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Regulator integrator
K+2		Regulator output, V_R
K+3		V_M

IBUS, 'ESST4B', I, T_R, K_{PR}, K_{IR}, V_{RMAX}, V_{RMIN}, T_A, K_{PM}, K_{IM}, V_{MMAX}, V_{MMIN}, K_G, K_P, K_I, V_{BMAX}, K_C, X_L, THETAP/

EXAC4

IEEE Type AC4 Excitation System

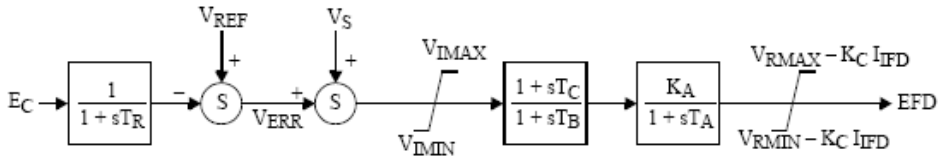
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_R
J+1			V_{IMAX}
J+2			V_{IMIN}
J+3			T_C
J+4			T_B (sec)
J+5			K_A
J+6			T_A
J+7			V_{RMAX}
J+8			V_{RMIN}
J+9			K_C

STATEs	#	Description
K		$V_{measured}$
K+1		Lead lag
K+2		V_R

IBUS, 'EXAC4', I, T_R, V_{IMAX}, V_{IMIN}, T_C, T_B, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, K_C/

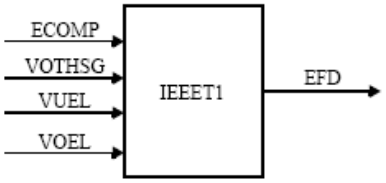


VS = VOTHSG + VUEL + VOEL

IEEET1

IEEE Type 1 Excitation System

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.



CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_A
J+2			T_A (sec)
J+3			V_{RMAX} or zero
J+4			V_{RMIN}
J+5			K_E or zero
J+6			T_E (>0) (sec)
J+7			K_F
J+8			T_F (>0) (sec)
J+9		0	Switch
J+10			E_1
J+11			$S_E(E_1)$
J+12			E_2
J+13			$S_E(E_2)$

STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Regulator output, V_R
K+2		Exciter output, EFD
K+3		Rate feedback integrator

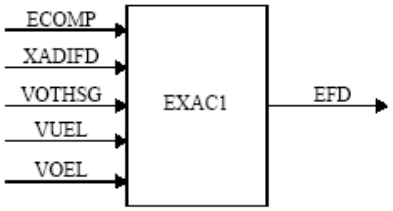
VAR	#	Description
L		K_E

IBUS, 'IEEET1', I, T_R, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, K_E, T_E, K_F, T_F, 0., E_1, $S_E(E_1)$, E_2, $S_E(E_2)$/

EXAC1

IEEE Type AC1 Excitation System

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			T_B (sec)
J+2			T_C (sec)
J+3			K_A
J+4			T_A (sec)
J+5			V_{RMAX}
J+6			V_{RMIN}
J+7			$T_E > 0$ (sec)
J+8			K_F
J+9			$T_F > 0$ (sec)
J+10			K_C
J+11			K_D
J+12			K_E
J+13			E_1
J+14			$S_E(E_1)$
J+15			E_2
J+16			$S_E(E_2)$

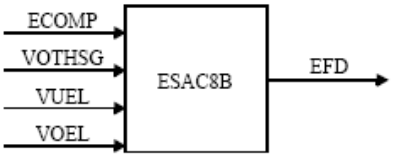
STATEs	#	Description
K		Sensed E_T
K+1		Lead lag
K+2		Regulator output
K+3		V_E
K+4		Feedback output

IBUS, 'EXAC1', I, T_R, T_B, T_C, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, T_E, K_F, T_F, K_C, K_D, K_E, E_1, $S_E(E_1)$, E_2, $S_E(E_2)$/

ESAC8B

Basler DECS

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.

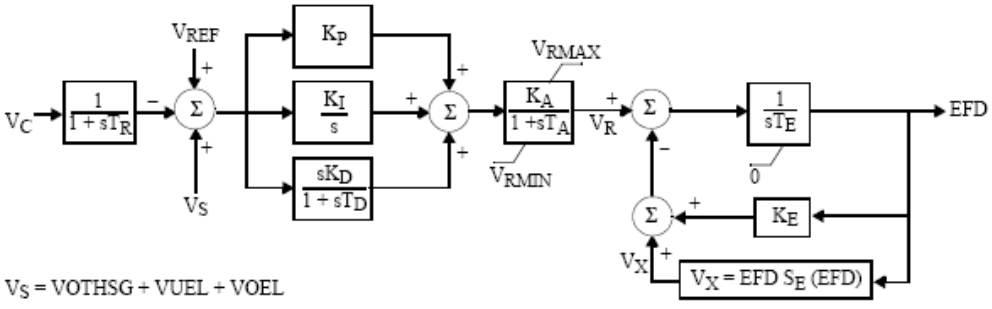


CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_P
J+2			K_I
J+3			K_D
J+4			T_D (sec)
J+5			K_A
J+6			T_A
J+7			V_{RMAX} or zero
J+8			V_{RMIN}
J+9			$T_E > 0$ (sec)
J+10			K_E or zero
J+11			E_1
J+12			$S_E(E_1)$
J+13			E_2
J+14			$S_E(E_2)$

STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Integral controller
K+2		Derivative controller
K+3		Voltage regulator
K+4		Exciter output, EFD

VAR	#	Description
L		K_E

IBUS, 'ESAC8B', I, T_R, K_P, K_I, K_D, T_D, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, T_E, K_E, E_1, $S_E(E_1)$, E_2, $S_E(E_2)$/

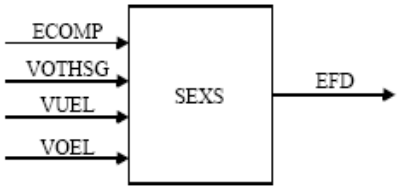


V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL

SEXS

Simplified Excitation System

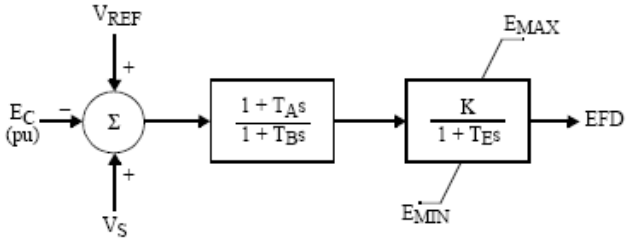
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_A/T_B
J+1			T_B (>0) (sec)
J+2			K
J+3			T_E (sec)
J+4			E_{MIN} (pu on EFD base)
J+5			E_{MAX} (pu on EFD base)

STATEs	#	Description
K		First integrator
K+1		Second integrator

IBUS, 'SEXS', I, T_A/T_B, T_B, K, T_E, E_{MIN}, E_{MAX}/



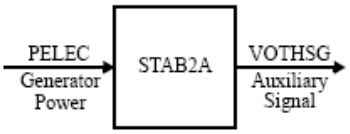
V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL

MODELOS DE ESTABILIZADORES

STAB2A

Power Sensitive Stabilizing Unit (ASEA)

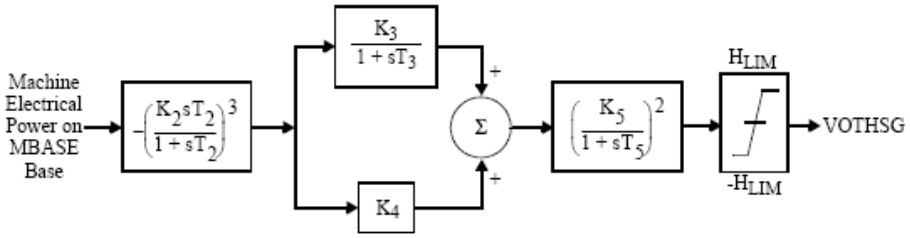
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I.
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			K_2
J+1			T_2 (sec) (≥0)
J+2			K_3
J+3			T_3 (sec) (≥0)
J+4			K_4
J+5			K_5
J+6			T_5 (sec) (≥0)
J+7			H_{LIM}

STATEs	#	Description
K		Implicit
K+1		Integration
K+2		State
K+3		Variables

IBUS, 'STAB2A', I, K_2, T_2, K_3, T_3, K_4, K_5, T_5, H_{LIM}/



MODELOS DE RELEVADORES

LDSHBL, LDSHOW, LDSHZN, LDSHAR, LDSHAL

Underfrequency Load Shedding Model

DYRE Data Record:

I, 'LDSHxx', LID f_1, t_1, $frac_1$, f_2, t_2, $frac_2$, f_3, t_3, $frac_3$, T_b /

LID is an explicit load identifier or may be '*' for application to loads of any ID associated with the subsystem type.

Model suffix "xx"	"I" Description
BL	Bus number
OW	Owner number
ZN	Zone number
AR	Area number
AL	0

CONs	Value	Description
J		f_1, first load shedding point (Hz)
J+1		t_1, first point pickup time (sec)
J+2		$frac_1$, first fraction of load to be shed
J+3		f_2, second load shedding point (Hz)
J+4		t_2, second fraction pickup time (sec)
J+5		$frac_2$, second fraction of load to be shed
J+6		f_3, third load shedding point (Hz)
J+7		t_3, third point pickup time (sec)
J+8		$frac_3$, third fraction of load to be shed
J+9		T_b, breaker time (sec)

Reserved ICONs	Description
N	First point delay flag
N+1	First point time-out flag
N+2	First timer status
N+3	Second point delay flag
N+4	Second point time-out flag
N+5	Second timer status
N+6	Third point delay flag
N+7	Third point time-out flag
N+8	Third timer status

VARs	Description
L	First timer memory
L+1	Second timer memory
L+2	Third timer memory

LVSHBL, LVSHOW, LVSHZN, LVSHAR, LVSHAL

Undervoltage Load Shedding Model

DYRE Data Record:

I, 'LVSHxx', LID, JBUS, V1, T1, F1, V2, T2, F2, V3, T3, F3, TB/

LID is an explicit load identifier or may be '*' for application to loads of any ID associated with the subsystem type.

Model suffix "xx"	"I" Description
BL	Bus number
OW	Owner number
ZN	Zone number
AR	Area number
AL	0

ICONs	Value	Description
M		JBUS, remote bus number where voltage is measured*

* Set JBUS = 0, if remote bus is same as the local bus to which the load is connected.

CONs	Value	Description
J		V1, first load shedding point (pu)
J+1		T1, first point pickup time (sec)
J+2		F1, first fraction of load to be shed
J+3		V2, second load shedding point (pu)
J+4		T2, second fraction pickup time (sec)
J+5		F2, second fraction of load to be shed
J+6		V3, third load shedding point (pu)
J+7		T3, third point pickup time (sec)
J+8		F3, third fraction of load to be shed
J+9		TB, breaker time (sec)

VARs	Description
L	First timer memory
L+1	Second timer memory
L+2	Third timer memory

Reserved ICONs	Description
N	First point delay flag
N+1	First point time-out flag
N+2	First timer status
N+3	Second point delay flag
N+4	Second point time-out flag
N+5	Second timer status
N+6	Third point delay flag
N+7	Third point time-out flag
N+8	Third timer status

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011 – 2025

Tomo III
Plan de Expansión del Sistema de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-146-2011

29 de Junio de 2011

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro. Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • **www.etesa.com.p**

CONTENIDO

ANTECEDENTES AL PLAN DE TRANSMISIÓN 6
CAPÍTULO 1: RESUMEN EJECUTIVO 20
1.1 OBJETIVO 20
1.2 INFORMACIÓN UTILIZADA 20
1.3 METODOLOGÍA 21
1.4 CRITERIOS 23
1.5 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL 23
1.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO 23
1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO 24
1.8 CONCLUSIONES 24
1.9 RECOMENDACIONES 25
CAPÍTULO 2: INTRODUCCIÓN 33
2.1 INFORMACIÓN UTILIZADA 34
2.1.1 DEMANDA 34
2.1.2 GENERACIÓN 35
2.1.3 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2010 39
2.1.4 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2011 40
2.1.5 PROYECTOS VIABLES IDENTIFICADOS 41
2.1.6 INFORMACIÓN PARA EL MODELO ENERGÉTICO 42
2.1.7 INFORMACIÓN DE DETALLE PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO 42
CAPÍTULO 3: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 44
3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN 44
3.2 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA 49
CAPÍTULO 4: CRITERIOS TÉCNICOS 52
CAPÍTULO 5: METODOLOGÍA 56
CAPÍTULO 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO 58
6.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2011 58
6.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 58

6.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO 59
6.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS 59
6.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD 59
6.1.5 ANÁLISIS MODAL 60
6.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2012 60
6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 60
6.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO 60
6.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS 60
6.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD 61
6.2.5 ANÁLISIS MODAL 61
6.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2013 61
6.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 61
6.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO 62
6.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS 62
6.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD 63
6.3.5 ANÁLISIS MODAL 63
6.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2014 63
6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 63
6.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO 64
6.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS 64
6.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD 64
6.4.5 ANÁLISIS MODAL 65
6.5 NIVELES DE CORTOCIRCUITO 66
CAPÍTULO 7: PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO 67
CAPÍTULO 8: ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO 74
8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2015 74
8.1.1 ESCENARIOS REGMHTCB11, REGMHTCBEO11 y REGMHTTLA11 74
8.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2017 75
8.2.1 ESCENARIOS REGMHTCB11, REGMHTCBEO11 y REGMHTTLA11 75
8.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2020 76

8.3.1 ESCENARIOS REGMHTCB11, REGMHTCBEO11 y REGMHTTLA11 76
8.4 ANÁLISIS CON COLOMBIA 78
CAPÍTULO 9: RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA Y SELECCIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 79
9.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PLAN DE EXPANSIÓN 81
9.1.1 Calculo de los Beneficios del Plan de Expansión de Largo Plazo 81
9.1.2 Calculo del Valor Presente de las Inversiones 83
9.2 EVALUACION DE ALTERNATIVAS 84
9.2.1 SIMULACIÓN SIN CONSIDERAR EXPANSIÓN DE LA RED 84
9.2.2 EXPANSION DE LA RED – ALTERNATIVA 1: 92
9.2.3 EXPANSION DE LA RED – ALTERNATIVA 2: 102
9.3 RESULTADOS Y SELECCIÓN DEL PLAN RECOMENDADO 112
CAPÍTULO 10: PLAN DE EXPANCIÓN A LARGO PLAZO 116
CAPÍTULO 11: PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES 120
CAPÍTULO 12: PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO 121
CAPÍTULO 13: PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO 122
CAPÍTULO 14: PLAN DE PLANTA GENERAL 123
CAPÍTULO 15: PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN 124
15.1 Subestación El Higo 124
15.2 Subestación Chan I 230 KV 125
15.3 Subestación Antón 230 KV 125
15.4 Adición de Transformador T3 de S/E Chorrera 125
15.5 Adición de Transformador T3 de S/E Llano Sánchez 126
15.6 Reemplazo de Transformadores 126
15.7 Proyecto SIEPAC 127
15.8 Proyecto de Interconexión Eléctrica Panamá – Colombia 130
CAPÍTULO 16: PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ESTRATÉGICO 133
CAPÍTULO 17: CONCLUSIONES 137
CAPÍTULO 18: RECOMENDACIONES 139

ANEXOS

Anexo III-1	Plan de Inversión
Anexo III-2	Proyectos Candidatos
Anexo III-3	Análisis de Flujo de Potencia con Centroamérica
Anexo III-4	Análisis de Corto Circuito con Centroamérica
Anexo III-5	Análisis de Estabilidad Transitoria con Centroamérica
Anexo III-6	Análisis de Flujo de Potencia con Centroamérica y Colombia
Anexo III-7	Análisis de Estabilidad Transitoria con Centroamérica y Colombia
Anexo III-8	Análisis de Corto Circuito con Centroamérica y Colombia
Anexo III-9	Plan de Reposición de Corto Plazo
Anexo III-10	Plan de Reposición de Largo Plazo
Anexo III-11	Plan del Sistema de Comunicaciones
Anexo III-12	Plan de Planta General
Anexo III-13	Herramientas de Cálculo
Anexo III-14	Modelos Dinámicos

TOMO III – PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

ANTECEDENTES AL PLAN DE TRANSMISIÓN

Para el año 2008, el plan de expansión proponía soluciones a corto y largo plazo sobre la mejor forma de expandir la red de transmisión considerando diversos factores, que en su momento, eran determinantes tales como: horizonte de inversiones en proyectos de generación, proyectos de ahorro energético propuestos por el gobierno y desaceleración económica que sufrió el país como consecuencia de una crisis mundial por la que se atravesaba en aquel entonces.

Se proponía la expansión de la red mediante adición de circuitos sencillos y compensaciones reactivas en las diferentes subestaciones del sistema principal de transmisión, con lo cual se evitaría las sobrecargas en los circuitos principales del sistema, garantizando una operación confiable y segura.

El horizonte de generación presentado en el Plan Indicativo de Generación 2008-2022 (PIGEN) de acuerdo a lo que se presentaba en el mercado eléctrico era el siguiente:

PIGEN 2008			
CORTO PLAZO	**PROYECTO**	**CAPACIDAD (MW)**	**TOTAL (MW)**
2008	EL GIRAL	50	103.5
	CONCEPCIÓN	10	
	CATIVÁ	43.5	
2009	CATIVÁ	43.5	178.5
	PASO ANCHO	5	
	T COLON	130	
2010	BLM CARBON		77.7
	ALGARROBOS	9.7	
	PANAPOWER	68	
2011	CHAN I	223	297.9
	GUALACA	25.1	
	MENDRE	19.8	
	BONYIC	30	

TOTAL A CORTO PLAZO (MW)	657.6

BLM CARBÓN no añade Capacidad Instalada al Sistema ya que se trata de un cambio de tecnología.

Este plan consideraba el ingreso de **657.6 MW** en el corto plazo (2008-2011), por lo cual, esta propuesta presentada por ETESA a la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP), cumplía con los requisitos técnicos-económicos para garantizar el suministro adecuado del total de la generación planeada.

La crisis económica por la que pasaba el mund,o en aquel entonces, indicaba una desaceleración económica con implicaciones en el sector eléctrico, en el sentido de que no se darían nuevas inversiones en proyectos de generación, o los proyectos que se desarrollaban no estarían en operación al tiempo indicado, lo cual tendría como consecuencia contar con un espacio considerable de tiempo para el desarrollo de las expansiones propuestas en el Plan de Transmisión. Sin embargo, para el año 2009 no sucedió la desaceleración pronosticada, por el contrario, se dio un aumento súbito en proyectos de generación a corto plazo no esperado. Adicionalmente el factor tiempo para desarrollar las expansiones propuestas en el Plan de Transmisión 2008 *y la experiencia de ETESA en llevar a cabo proyectos de expansión mediante líneas sencillas (debido a retrasos por adquisición de servidumbre y permisos de acceso)* indicaron que la solución propuesta en el plan 2008 no se podría llevar a cabo en el tiempo estipulado para el cual se necesitaba el ingreso en operación de los circuitos.

Por los factores mencionados con anterioridad, ETESA se vio obligada a proponer soluciones técnica y económicamente viables a corto plazo, tales como, cambios de tecnología y que las mismas se encuentren al alcance, para dar solución al cambio no esperado.

El horizonte de generación planteado para el PIGEN 2009 se muestra a continuación:

PIGEN 2009			
CORTO PLAZO	**PROYECTO**	**CAPACIDAD (MW)**	**TOTAL (MW)**
2009	EL GIRAL	50	200
	T COLON	150	
2010	GUALACA	25.1	107.2
	MENDRE	19.8	
	POTRERILLOS	4.2	
	COCHEA	12.5	
	ALGARROBOS	9.9	
	BLM CARBON		
	LORENA	35.7	
2011	BONYIC	30	421.3
	PEDREGALITO	20	
	BAJO DE MINA	52.4	
	MACANO	3.4	
	BAITÚN	86	
	EÓLICO I	150	
	PRUDENCIA	56.2	
	LAS PERLAS NORTE	10	
	LAS PERLAS SUR	10	
	EL PORVENIR NORTE	3.3	
2012	CHAN I	223	420.9

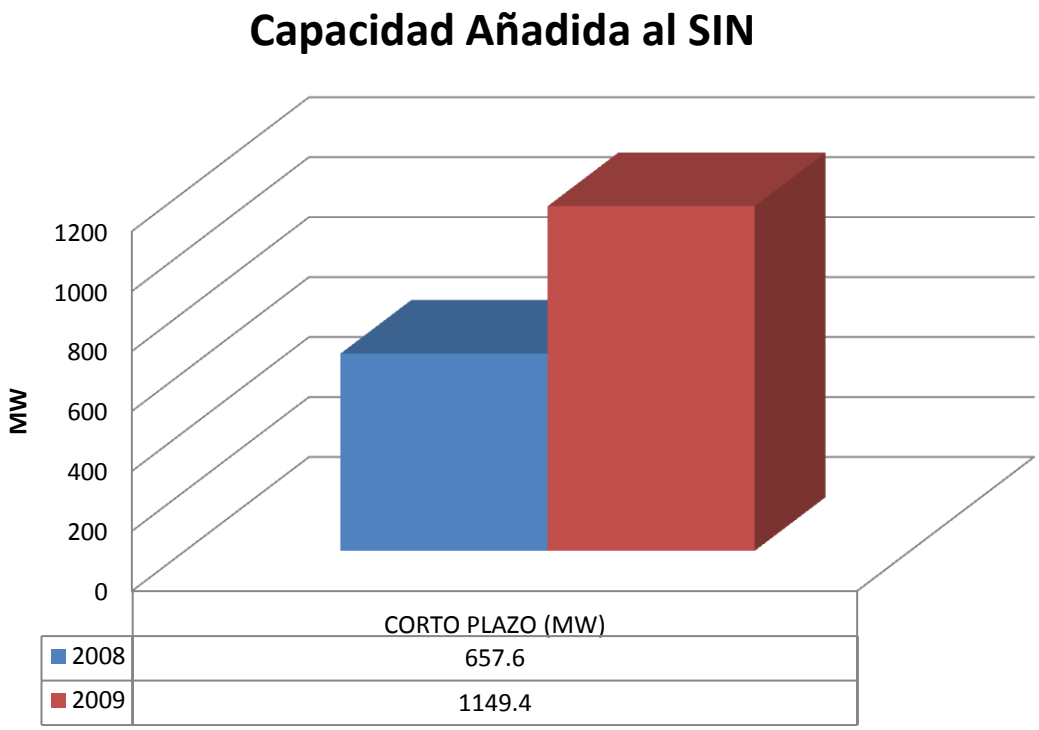
	PANDO	32	
	MONTE LIRIO	51.6	
	TABASARA II	34.5	
	EL ALTO	60	
	BARRO BLANCO	19.8	

TOTAL A CORTO PLAZO (MW)	1149.4

BLM CARBÓN no añade Capacidad Instalada al Sistema ya que se trata de un cambio de tecnología.

Como podemos observar, para el año 2009 se añaden **1149.4 MW** al Sistema Interconectado Nacional a corto plazo, esto es un incremento de *491.8 MW* respecto a la capacidad añadida a corto plazo mostrada en el PIGEN 2008, lo que representa un incremento de 75%.

AÑO	CAPACIDAD AÑADIDA (MW)	DIFERENCIA CON RESPECTO AL 2008 (MW)	% INCREMENTO/DECREMENTO
2008	657.6	0	0%
2009	1149.4	491.8	75%



El Plan de Transmisión presentado a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos para el periodo 2009-2023 contemplaba, una vez más, todas las adiciones y refuerzos necesarios a realizarse en el Sistema Interconectado Nacional, como resultado de un análisis realizado tomando en consideración pronósticos de demanda para períodos de corto y largo plazo (2009-2023) y el Plan Indicativo de Generación 2009, el cual sufrió cambios importantes con respecto al del 2008, y que repercuten directamente en el Plan de Transmisión.

Es importante mencionar que los pronósticos de demanda utilizados para la confección del PESIN del 2009, introducían un factor de reducción en consumo en el sector residencial, debido a planes de ahorro energético por parte del Gobierno.

De los análisis técnicos y económicos realizados, se obtuvieron cuatro alternativas para expandir la red, todas ellas cumpliendo con los requisitos de seguridad y operativos, y que se presentan a continuación:

I. ALTERNATIVA 1: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER Y COMPENSACIÓN SERIE 50% EN 2012 EN CIRCUITOS EXISTENTES (GUASQUITAS-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ II) Y EXPANSIÓN ADICIONAL.

Considera la compensación serie al 50% de los circuitos Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá – Panamá II, además de su repotenciación, aumentando su capacidad de transporte a 314 MVA para el año 2012. Se contempla el seccionamiento de los circuitos Llano Sánchez – Panamá II en las Subestaciones de Antón y Panamá, además de los nuevos circuitos Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II en 230 KV doble circuito montando inicialmente un circuito, doble conductor por fase, para el año 2015.

II. ALTERNATIVA 2: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER Y COMPENSACIÓN SERIE 50% EN 2012 EN CIRCUITOS EXISTENTES (GUASQUITAS-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-PANAMA II) Y EXPANSIÓN EN CIRCUITO SIMPLE.

Esta alternativa es similar a la anterior, solo que los circuitos nuevos de Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II, es en circuito sencillo con un conductor 1200 ACAR.

III. ALTERNATIVA 3: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER REPOTENCIACIÓN EN 2012 Y CAMBIO DE CONDUCTOR EN LOS CIRCUITOS EXISTENTES (MATA DE NANCE – VELADERO – LLANO SÁNCHEZ – CHORRERA – PANAMA – PANAMA II) EN 2015, SIN EXPANSIÓN ADICIONAL.

Considera la repotenciación de los circuitos Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II, aumentando su capacidad de 250 MVA a 314 MVA. También realiza un cambio del conductor de los circuitos Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá – Panamá II de un 750 ACAR a un conductor de alta temperatura de operación ACCR, elevando su capacidad de transporte

de 193 MVA a más de 340 MVA por circuito. El circuito Llano Sánchez – Panamá II, se secciona en la S/E Panamá para el año 2015.

IV. ALTERNATIVA 4: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER, REPOTENCIACIÓN EN 2012, COMPENSACIÓN SERIE 50% Y EXPANSIÓN ADICIONAL EN 2015.

Considera la repotenciación de los circuitos Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II, (230-12-13-14-15-16-17) a 314 MVA en el año 2012, compensación serie al 50% de las líneas Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez (230-14-15-16-17) en 2015 y dos circuitos adicionales Llano Sánchez – Panamá II en 2015 y Guasquitas – Llano Sánchez en 2018, ambos con dos conductores por fase. Se considera la entrada del circuito Llano Sánchez – Panamá II en las Subestaciones Antón y Panamá.

Como todas las alternativas cumplían desde el punto de vista técnico con las normativas exigidas para la operación correcta y confiable del sistema, el escoger alguna de las opciones era una decisión básicamente *económica*. De las alternativas mencionadas, ETESA recomendó la ALTERNATIVA 4 para el PESIN 2009-2023, ya que esta es la que presentaba *mayores beneficios y menores costos en inversión.*

El horizonte de inversiones en proyectos de generación a corto plazo para el PIGEN 2010 se muestra a continuación:

PIGEN 2010			
CORTO PLAZO	**PROYECTO**	**CAPACIDAD (MW)**	**TOTAL (MW)**
2010	PASO ANCHO	5	94.39
	LOS PLANETAS I	4.76	
	MACANO	3.43	
	BLM CARBON		
	BAJO DE MINA	56	
	GUALACA	25.2	
2011	LORENA	33.8	500.96
	CHAN I	222.46	
	PRUDENCIA	56	
	PEDREGALITO	20	
	EÓLICO I	80	
	BAITUN	88.7	
2012	COCHEA	12.5	55.75
	SAN BARTOLO	15.25	
	LAS PERLAS NORTE	10	
	LAS PERLAS SUR	10	
	MENDRE II	8	

2013	BONYIC	31.3	315.4
	PANDO	32.6	
	MONTE LIRIO	51.6	
	EL ALTO	68	
	CALDERA	4	
	LAS CRUCES	9.17	
	LOS ESTRECHOS	10	
	LA LAGUNA	9.3	
	RP-490	9.95	
	BAJO FRÍO	56	
	TIZINGAL	4.64	
	BARRO BLANCO	28.84	

TOTAL A CORTO PLAZO (MW)	966.5

BLM CARBÓN no añade Capacidad Instalada al Sistema ya que se trata de un cambio de tecnología.

Como se puede observar, se introducen **966.5 MW** de capacidad instalada al Sistema Interconectado Nacional en un periodo de corto plazo (2010-2013).

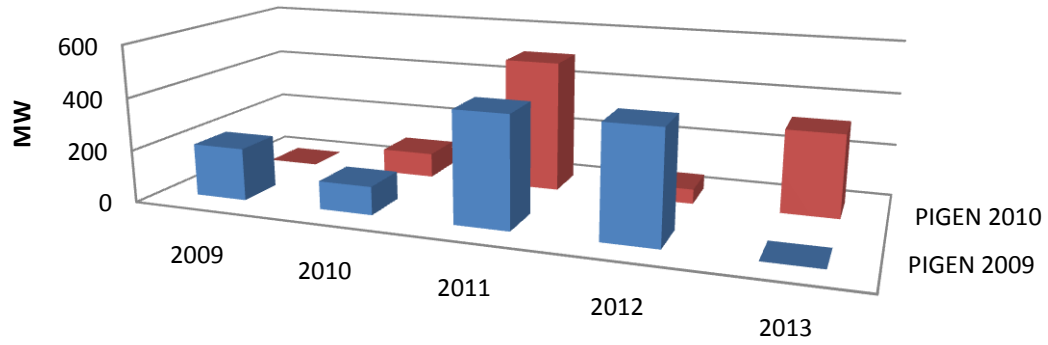
Debemos recordar que los proyectos considerados en el PESIN, son el resultado de un mercado eléctrico dinámico y como tal, no se tiene certeza del horizonte de generación a seguir para tomar en consideración un plan de transmisión consistente, ya que el plan de transmisión responde a los cambios en la oferta de generación presentada anualmente a ETESA por parte de los agentes.

Realizando un análisis comparativo entre los proyectos presentados a ETESA para los Planes de Generación 2009 y 2010 año por año, notamos lo siguiente:

CAPACIDAD AÑADIDA AL SIN POR AÑO (MW)					
PIGEN/AÑO	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
PIGEN 2009	200	107.2	421.3	420.9	0
PIGEN 2010	0	94.39	500.96	55.75	315.4

Notamos que las exigencias a las que se somete el sistema de transmisión al corto plazo varía considerablemente, dependiendo de las capacidades a instalarse por año, lo que fuerza nuevamente a realizar cabios al Plan de Transmisión para poder cumplir con las exigencia en generación presentada al corto plazo.

Capacidad Añadida al SIN por año según PIGEN



	2009	2010	2011	2012	2013
PIGEN 2009	200	107.2	421.3	420.9	0
PIGEN 2010	0	94.39	500.96	55.75	315.4

Como se ha podido observar, las diferencias entre los Planes de Transmisión del período 2009-2023 al 2010-2024, radica en la cantidad de proyectos *por año a corto plazo* a introducirse al sistema, lo que fuerza a realizar modificaciones inesperadas a la red principal de transmisión.

Como se verá a continuación, el PESIN 2010-2024, introduce otras soluciones a considerarse, para hacerle frente a los cambios presentados, y que fueron desarrolladas bajo los siguientes criterios:

1. Tecnologías a las que se tenga disponibilidad.
2. Tiempo para desarrollar el proyecto.
3. Costo de inversión del proyecto.

Tomando en cuenta los criterios mencionados y el horizonte de generación presentado por los agentes este año, ETESA ha presentado en el Plan de Transmisión 2010-2024, dos alternativas *conceptualmente nuevas* que buscan dar respuesta a las condiciones a las que se someterá el Sistema Principal de Transmisión, con el objetivo de garantizar el transporte de todo el plantel propuesto a instalarse de forma confiable y segura, las cuales a manera de adelanto, se mencionan a continuación:

I. ALTERNATIVA I: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER REPOTENCIAMIENTO DE L/T EXISTENTES CON SISTEMAS DE SVC EN LAS S/E DE LLANO SÁNCHEZ Y PANAMÁ II, REPOTENCIAMIENTO DE LAS LÍNEAS EXISTENTES (GUASQUITAS-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ II) Y EXPANSIÓN DE LLANO SÁNCHEZ – PANAMÁ II.

Se considera la repotenciación de los circuitos 230-1C-2B (Panamá – Panamá II), para finales del 2011, llevándoles a una capacidad de 350 MVA en estado de operación normal. Adicionalmente, se repotenciarán los doble circuitos existentes desde la S/E Guasquitas hasta la S/E Panamá II (230-12-13-14-15-16-17), aumentando su capacidad a por lo menos 314 MVA en estado de operación normal. También se considera repotenciar el circuito 230-18 (Fortuna – Guasquitas) como refuerzo, aumentando a la misma capacidad mencionada, para el año 2012.

Repotenciación de los dobles circuitos existentes desde la S/E Mata de Nance hasta la S/E Panamá I (230-3A-4A-3B-4B-5A-6A-5B-6B), aumentándoles la capacidad de transporte a 350 MVA en estado de operación normal y 450 MVA en estado de contingencia, además de los circuitos FRONTERA-PROGRESO-MATA DE NANCE, llevándoles a la misma capacidad para el año 2013.

Incorporación de dos sistemas variables de compensación reactiva (SVC) de 300 MVAR, uno en 230 KV en S/E Llano Sánchez para el año 2014 y en otro en 115 KV en S/E Panamá II, para el año 2017, con el objetivo de brindar el soporte reactivo necesario a la red para transportar las cantidades pronosticadas a generar.

Expansión adicional de un circuito Llano Sánchez – Panamá II en julio de 2017.

II. ALTERNATIVA II: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER, REPOTENCIACIÓN L/T EXISTENTES TRAMOS PANAMA – PANAMÁ II EN INVIERNO DE 2011, DEL TRAMO FORTUNA – GUASQUITAS – VELADERO -LLANO SANCHEZ – PANAMÁ - PANAMÁ II, EN INVIERNO DEL 2012, DEL TRAMO LLANO SÁNCHEZ-LAS GUÍAS-CHORRERA-PANAMÁ EN VERANO DEL 2013 Y VELADERO – LLANO SÁNCHEZ EN INVIERNO DE 2017. SE INCLUYE EXPANSIÓN ADICIONAL EN 2014 Y 2015.

Esta alternativa considera la repotenciación a 350 MVA de las líneas 230-IC-2B (Panamá – Panamá II). Considera además, bancos de capacitores para brindar soporte reactivo al sistema para invierno del 2011. Un banco de 90 MVAR conectado en 230 KV en la S/E Llano Sánchez, y otro banco de 120 MVAR conectado en 115 KV en la S/E Panamá II.

Adicionalmente, se repotenciarán los doble circuitos existentes desde la S/E Guasquitas hasta la S/E Panamá II (230-12-13-14-15-16-17), aumentando su capacidad a por lo menos 314 MVA en estado de operación normal. Considera también repotenciar el circuito 230-18 (Fortuna – Guasquitas) como refuerzo, aumentando a la misma capacidad mencionada, para el año 2012. Para este mismo año se seccionan los circuitos Llano Sánchez – Panamá II en la S/E Panamá.

Repotenciación a 350 MVA de los circuitos 230-3A-4A-3B-4B desde la S/E Llano Sánchez a la S/E Panamá I, para verano de 2013.

Expansiones adicionales en el 2014, con un circuito Guasquitas – Llano Sánchez y en 2015 con un circuito Llano Sánchez – Panamá II. También en el 2015, se adicionan 60 MVAR al patio de 115 KV en la S/E Panamá.

Repotenciación de los circuitos 230-5A-6A a 350 MVA, en operación normal para invierno del 2017.

Ambas alternativas permiten el desarrollo de todos los proyectos de generación propuestos por los inversionistas y son técnicamente viables, por lo que, nuevamente, la decisión de recomendar alguna de ellas se vuelve de carácter *económico*. ETESA ha recomendado la ALTERNATIVA 1, *ya que ésta deriva en mayores beneficios y menores costos de inversión*.

Como consecuencia de sugerencias por parte de los agentes del mercado, el Centro Nacional de Despacho (CND) y la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP), el Plan de Expansión de Transmisión 2010 ha incorporado la *evaluación* de dos alternativas adicionales (recomendadas en los planes 2008 y 2009 anteriores), con el objetivo de compararlas con las presentadas en el PESIN 2010, y evaluar el efecto que éstas tendrían sobre la Red Principal de Transmisión, incorporando la oferta presentada por los agentes este año a ETESA y un pronóstico de demanda actualizado según Estudios Básicos 2010. Las alternativas adicionales evaluadas de mencionan a continuación:

III. ALTERNATIVA 3: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER, CON INCORPORACIÓN DE SVC EN LAS S/E´S LLANO SÁNCHEZ Y PANAMÁ II. UN NUEVO DOBLE CIRCUITO EN 230 KV GUASQUITAS – LLANO SÁNCHEZ – PANAMÁ II Y UN SEGUNDO CIRCUITO FORTUNA – GUASQUITAS.

Esta alternativa fue propuesta por ETESA en el Plan de Expansión 2008-2022, y consistía básicamente en expansiones mediante circuitos sencillos y compensaciones reactivas. La misma ha sido ajustada según pronósticos de demanda presentados en los Estudios Básicos de este año y proyectos de generación del PIGEN 2010, con lo cual se han modificado fechas de entrada en operación de algunos proyectos que en aquel entonces cubrían la necesidad.

Se incorpora la S/E de Concepción 230/34.5 KV y Las Guías 230/34.5 KV para el año 2011. El soporte reactivo planificado se encuentra en bancos capacitivos en las S/E´S de Llano Sánchez y Panamá II para noviembre de 2011[1]. Se tienen 90 MVAR en el patio de 230 KV en S/E Llano Sánchez y 120 MVAR en el patio de 115 KV de S/E Panamá II, los cuales serán incorporados posteriormente al sistema de compensación reactiva dinámico SVC de 300 MVAR en Llano Sánchez en julio del año 2014 y de 300 MVAR en S/E Panamá II en abril del año 2017.

Expansión a comienzos del año 2012 con un doble circuito Sta. Rita – Panamá II de capacidad de 213 MVA en estado normal y 248 MVA en contingencia, operado inicialmente en 115 KV con proyecciones a operarse en 230 KV para comienzos del año 2019 o cuando la demanda lo requiera. También, para inicios del año 2012, el refuerzo Changuinola – Guasquitas con conductores 750 ACAR (tramo Changuinola – Fortuna) y 1200 ACAR (tramo Fortuna – Guasquitas) con capacidad de operación de 225 MVA (normal) 366 MVA (contingencia).

[1] Se ha actualizado la fecha de entrada de los bancos capacitivos, según última información recibida por parte de la Gerencia de Proyectos de ETESA, los cuales ya han iniciado el desarrollo del mismo.

Expansión en el año 2014 con el circuito Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II, doble circuito montando inicialmente un circuito, doble conductor por fase, con capacidad de 480 MVA en operación normal y 570 MVA en estado de contingencia; el segundo circuito se pronostica en operación para julio del año 2020 con la misma capacidad de conducción.

Un circuito adicional Fortuna – Guasquitas reforzando el sistema de transmisión debido al ingreso del proyecto Changuinola II para julio del año 2020 y el seccionamiento de los circuitos 230-12-13 en la S/E Panamá para este mismo año.

IV. ALTERNATIVA 4: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER, REPOTENCIACIÓN L/T EN EL 2012, COMPENSACIÓN SERIE 50% Y EXPANSIÓNES ADICIONALES DE LA RED EN LLANO SÁNHCEZ – PANAMÁ II PARA EL AÑO 2014, GUASQUITAS – LLANO SÁNCHEZ Y FORTUNA – GUASQUTAS PARA EL AÑO 2017.

Consiste en la compensación serie al 50% de los circuitos 230-14-15-16-17 (Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez) para julio de 2014 y la repotenciación del doble circuito Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez - Panamá II aumentando su capacidad de 225 a 350 MVA en estado de operación normal y 450 MVA en contingencia para julio de 2012.

Esta alternativa es similar a la propuesta por ETESA en el PESIN 2009, ajustada a detalles e información actualizada para el PESIN 2010.

Compensación reactiva en: S/E Llano Sánchez (90 MVAR en 230 KV) y Panamá II (120 MVAR n 115 KV) en noviembre de 2011 y S/E Panamá (+60 MVAR en 115KV) para enero de 2014.

Expansión en Santa Rita – Panamá II (doble circuito) y Changuinola – Guasquitas, a inicios del año 2012, al igual que las demás alternativas descritas con anterioridad.

Expansión adicional de un circuito Llano Sánchez – Panamá II 480/570 MVA de capacidad para julio de 2014 y Fortuna – Guasquitas, Guasquitas – Llano Sánchez para el año 2017.

Finalmente, se considera el seccionamiento de los circuitos 230-12 y 13 en la S/E Panamá a llevarse a cabo en fases; el primero en julio del año 2012 y el segundo en julio de 2015.

Como se mencionó con anterioridad, la evaluación de estas dos últimas alternativas se realizó por sugerencia de la Autoridad Nacional de Servicios Públicos en conjunto con los agentes del mercado y el Centro Nacional de Despacho, con fines de evaluar las recomendaciones realizadas por ETESA en los planes de expansión presentados con anterioridad, comparándoles con la recomendada.

Luego de los análisis realizados, se ha encontrado que la *Alternativa 1*, presentada en El Plan de Expansión de Transmisión 2010, continúa resultando en mejores beneficios ya que es la propuesta con menor costo de inversión y mayor beneficio, que al igual que las demás cumplen con los criterios de Seguridad y Confiabilidad citados en las reglamentaciones.

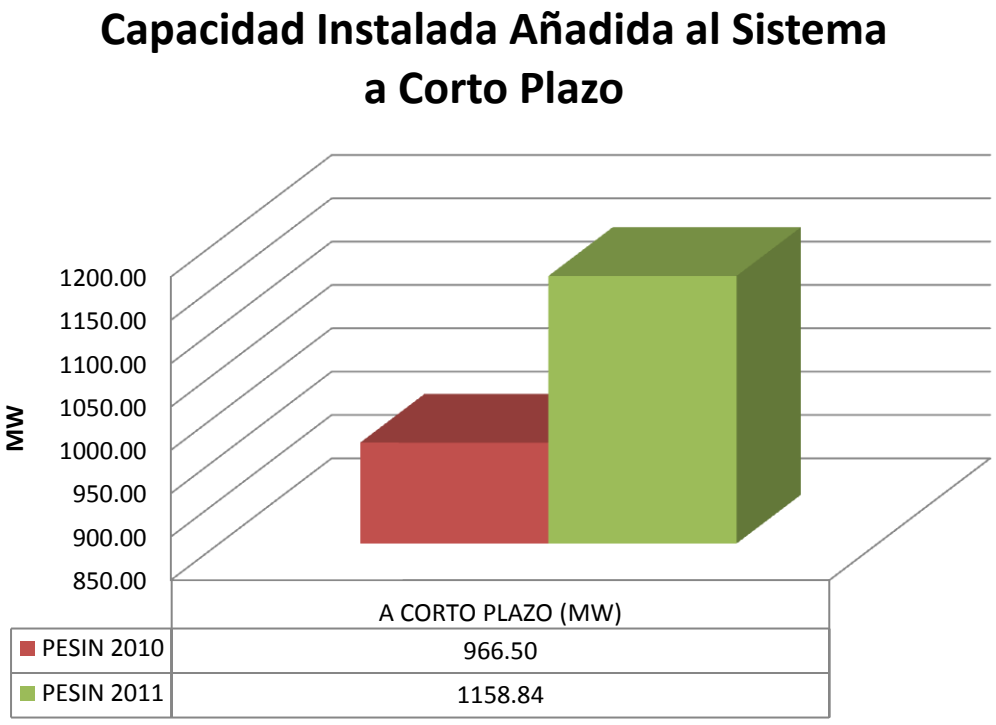
A continuación, se muestra el horizonte de generación presentado en el PIGEN 2011:

PLAN DE GENERACIÓN 2011			
AÑO	**PROYECTO**	**CAPACIDAD (MW)**	**CAPACIDAD AÑADIDA AL SISTEMA (MW)**
2011	Lorena	33.80	411.23
	Los Planetas I	4.50	
	BLM Carbón[1]	120.00	
	Pedregalito	20.00	
	Bajo de Mina	56.00	
	Changuinola	222.46	
	Pedregalito II	13.00	
	Prudencia	56.00	
	El Fraile	5.47	
2012	Baitún	88.70	159.45
	La Huaca	5.05	
	Las Perlas Norte	10.00	
	Gualaca	25.20	
	Las Perlas Sur	10.00	
	Mendre II	8.00	
	Cochea	12.50	
2013	Bajos de Totuma	5.00	440.14
	Caldera	4.00	
	Eólico I	150.00	
	RP-490	9.95	
	Bajo Frío	56.00	
	Monte Lirio	51.65	
	Pando	32.00	
	Tizingal	4.64	
	El Síndigo	10.00	
	San Andrés	9.00	
	Remigio Rojas	8.60	
	Bonyic	31.30	
	El Alto	68.00	
2014	Cañazas	5.94	148.02
	La Laguna	9.30	
	Las Cruces	9.17	
	Los Estrechos	10.00	

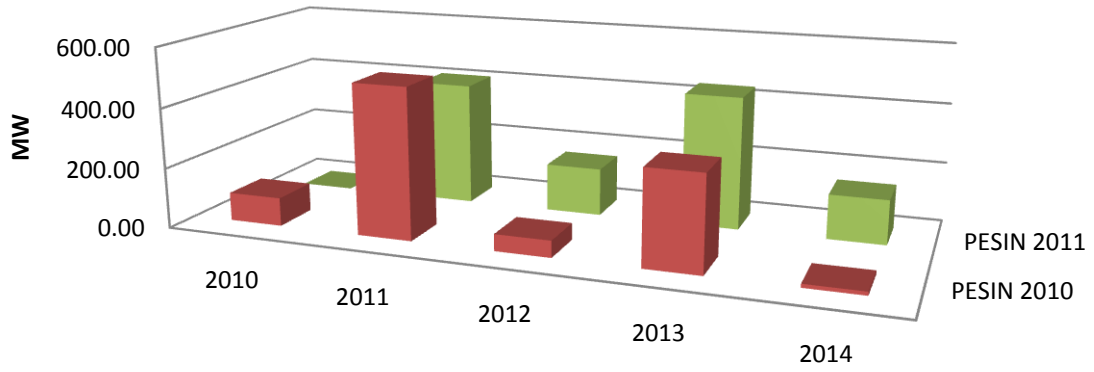
	Ojo de Agua	6.46	
	San Bartolo	15.25	
	Santa María 82	25.60	
	Los Planetas II	3.73	
	San Lorenzo	8.40	
	Burica	50.00	
	Potrerillos	4.17	

TOTAL A INSTALARSE AL CORTO PLAZO (MW)	1158.84

Se observa que entre los años 2011 al 2014 se estarán instalando **1158.84 MW** de Capacidad Instalada al Sistema Interconectado Nacional. Dicha cantidad representa un aumento de 19.90% en la Capacidad Instalada al Sistema en un horizonte de corto plazo, respecto al Plan de Expansión del 2010.



Capacidad Añadida al SIN por PESIN



	2010	2011	2012	2013	2014
PESIN 2010	94.39	500.96	55.75	315.40	12.29
PESIN 2011	0.00	411.23	159.45	440.14	148.02

Para garantizar la incorporación del horizonte planificado de generación al Sistema, ETESA propone dos alternativas para expandir el Sistema, **las cuales son consistentes** a la propuesta recomendada en el Plan de Expansión de Transmisión 2010, basadas en repotenciación de circuitos existentes y compensación reactiva. Las mismas se resumirán a continuación y serán desarrolladas en el presente Tomo (tercero) del plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional:

I. ALTERNATIVA 1: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER Y REPOTENCIACIÓN EN L/T EXISTENTES PANAMÁ – PANAMÁ II EN 2011 Y PARA EL 2013 (CORREDOR FRONTERA – PANAMÁ Y GUASUITAS – PANAMÁ II). COMPENSACIÓN REACTIVA SVC EN S/E LLANO SÁNCHEZ Y PANAMÁ II Y EXPANSIONES PARA LOS AÑOS 2012, 2013 Y 2017.

Se propone la repotenciación de los circuitos 230-10-9B-9A-5B-6B-5A-6A-3B-4B-3A-4A, los cuales conforman el corredor central desde la Subestación Panamá hasta la Frontera; mediante el cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentado la capacidad por circuito a por lo menos 314 MVA en estado de operación normal y 450 MVA en emergencia. También se propone la repotenciación de los circuitos 230-12-13-14-15-16-17, mediante retesando de conductores y refuerzos a las estructuras existentes, los cuales aumentará su capacidad de transporte a 350 MVA en operación normal y 450 MVA en contingencia para cada circuito. Estas repotenciaciones tendrán lugar durante el año 2013. Para el año 2011, se repotenciarán los circuitos 230-1C-2B (Panamá – Panamá II) llevándoles a 350 MVA en operación estable y 450 MVA en contingencia.

Para cumplir con los perfiles de voltajes adecuados en el sistema debido a la gran incorporación de generación tipo hidráulica en el sector oeste del país, se propone compensación reactiva mediante bancos de capacitores: 90 MVAR en S/E Llano Sánchez en 230 KV para el 2012 y 120 MVAR en S/E Panamá II en 115 KV para la misma fecha. Posteriormente, estos bancos formarán parte de Sistemas de Compensación Reactiva (SVC) a instalarse en los mismos patios de las Subestaciones mencionadas y tendrán capacidad de 300 MVAR cada uno.

Expansión adicional en el año 2013 mediante un doble circuito que conectará S/E Santa Rita y Panamá II, con conductores de 230 KV pero en operación inicial a nivel de 115 KV. Adicionalmente, se propone la ampliación de estas Subestaciones para el año 2019, con el objetivo de energizar estos circuitos en 230 KV, debido al aumento de generación térmica en la costa atlántica del país.

Expansión con circuito Guasquitas-Cañazas-Changuinola, para contar con un corredor extra para el transporte de energía proveniente de proyectos de gran magnitud en el sector.

Finalmente, se propone una expansión mediante un circuito de dos conductores por fase y a nivel de 230 KV que uniría S/E Llano Sánchez y Panamá II, para el año 2017, con el objetivo de garantizar el suministro de energía a la demanda en centro de carga.

II. ALTERNATIVA 2: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER Y REPOTENCIACIÓN EN L/T EXISTENTES PANAMÁ – PANAMÁ II EN 2011 Y PARA EL 2013 (CORREDOR FRONTERA – PANAMÁ Y GUASUITAS – PANAMÁ II). COMPENSACIÓN REACTIVA SVC EN S/E LLANO SÁNCHEZ Y PANAMÁ II Y EXPANSIONES PARA LOS AÑOS 2012, 2013 A NIVEL DE 230 KV. EXPANSIÓN A NIVEL DE 500 KV EN S/E LLANO SÁNCHEZ Y PANAMÁ II.

Se proponen las mismas expansiones que la alternativa anterior, con la diferencia de que en vez de expandir a nivel de 230 KV con un circuito de dos conductores por fase entre subestaciones Llano Sánchez – Panamá II, se aumentará el nivel de transformación a 500 KV entre estas subestaciones.

Se deberá ampliar las subestaciones con sus respectivos transformadores, interruptores y demás equipos necesarios para la correcta operación y monitoreo de dichos elementos y 195 Km de conductor ACAR 1200 KCM 18/19 en circuito sencillo, que transportará entre Llano Sánchez y Panamá II.

Los detalles de las alternativas tomadas en consideración y análisis técnicos-económicos se desarrollarán en los siguientes capítulos presentados en este Tercer Tomo “Plan de Expansión de Transmisión 2011”, correspondientes al PESIN 2011-2025.

CAPÍTULO 1: RESUMEN EJECUTIVO

1.1 OBJETIVO

De acuerdo con lo establecido en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, a ETESA le corresponde elaborar el Plan de Expansión, de acuerdo a los criterios y políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía. Igualmente, de acuerdo al Capitulo V del Reglamento de Transmisión establecido por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Eléctrico para un horizonte de corto y largo plazo.

En respuesta a lo anterior, en éste documento se presenta el resultado del Plan de Expansión de Transmisión. El Plan del Sistema de Transmisión evita las congestiones actuales y futuras, a la vez permite minimizar el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define el programa de inversiones necesarias en transmisión y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP.

Específicamente el estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2011 - 2025 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Las instalaciones propuestas comprenden: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

1.2 INFORMACIÓN UTILIZADA

Para elaborar el estudio se utilizaron las proyecciones de demanda elaboradas por ETESA y presentadas en el informe de Estudios Básicos, entregado a la ASEP en enero de 2011. La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2010.

Para el horizonte 2011 – 2025 se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en abril de 2011.

Para la expansión de la transmisión se utilizan como referencia los proyectos propuestos en el plan de expansión vigente, el cual es el Plan de Expansión del 2010, aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No. 4260-Elec del 21 de febrero de 2011 y los que ETESA ha identificado como prioritarios.

Se modela el sistema eléctrico con un total de 346 barras, 174 líneas, 154 transformadores de 2 devanados y 53 transformadores de 3 devanados, y 172 generadores y 148 cargas. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación.

En el modelo de red se incluyen todas las barras de 230 KV, 115 KV, 44 KV y las barras de 34.5 KV de las principales subestaciones de ETESA en el interior del país: Chorrera, Llano Sánchez, Veladero, Guasquitas, Mata de Nance, Boquerón III, Caldera, Changuinola y Progreso.

La información de detalle para el modelo de confiabilidad tuvo como base las estadísticas de salidas por fallas o mantenimiento programado de líneas y transformadores de ETESA, así como también de las unidades generadoras propiedad de los agentes del mercado.

1.3 METODOLOGÍA

Se parte del diagnóstico del desempeño eléctrico del sistema actual sin considerar ningún proyecto de expansión. A partir de este diagnóstico se hace un análisis de corto plazo, el cual incluye básicamente análisis de estado estacionario, estabilidad transitoria y confiabilidad para los años 2011 a 2014.

El análisis de corto plazo es la base para realizar el análisis de largo plazo, en el cual se incluye la identificación del plan de expansión óptimo con base en los proyectos candidatos, sus costos de inversión y la incidencia de éstos en los costos de operación. En la Figura 1.1 se ilustra esquemáticamente el procedimiento del análisis de largo plazo.

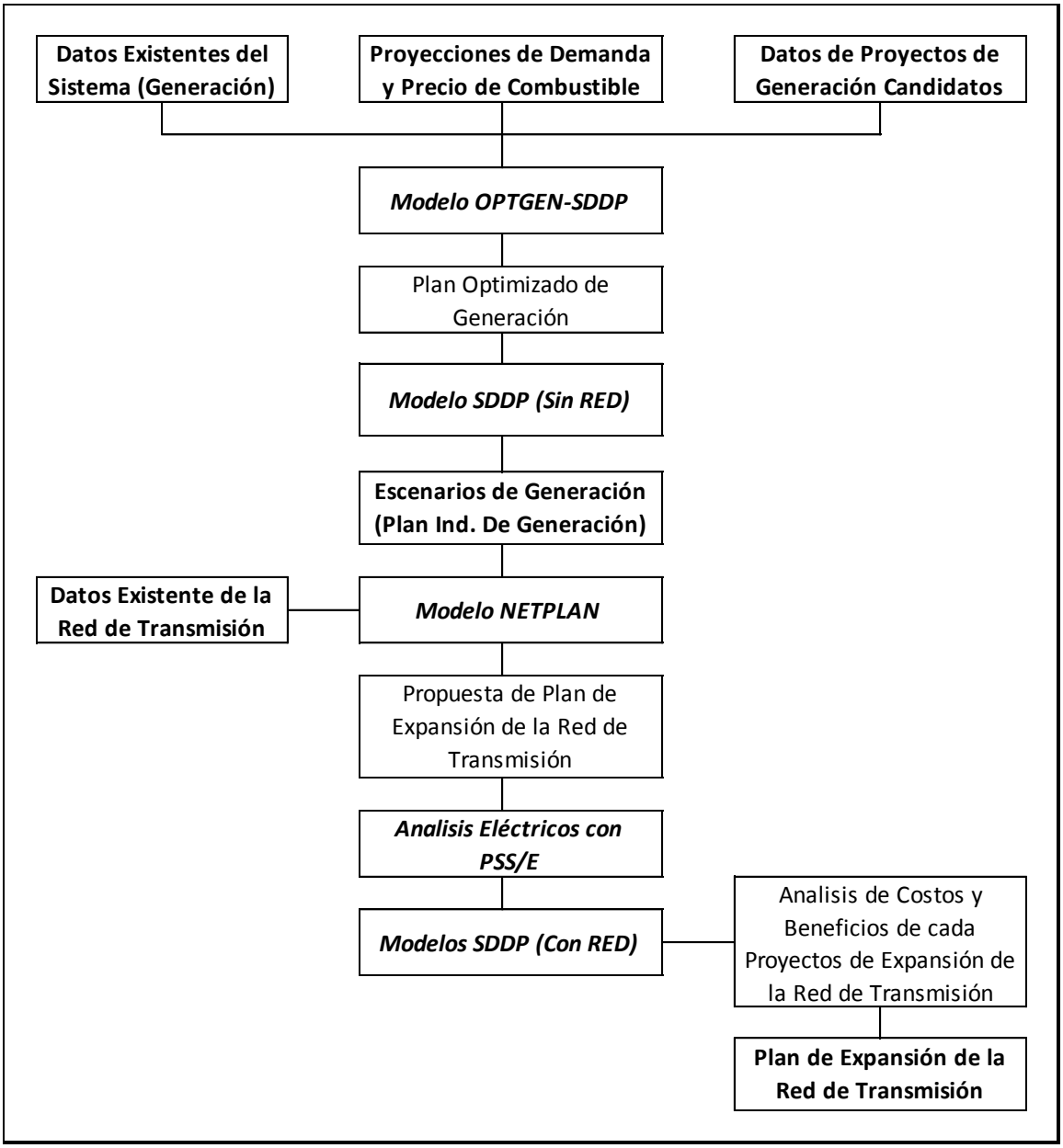


Figura 1.1 Metodología

1.4 CRITERIOS

De acuerdo al Reglamento de Transmisión y por las características del sistema eléctrico, se utilizará el Criterio de Seguridad N-1 en las líneas del Sistema Principal de Transmisión. Igualmente, el Reglamento de Transmisión especifica el nivel de tensión aceptable en los puntos de interconexión de las empresas distribuidoras y grandes clientes, especificando para condiciones de operación normal +/- 5% tanto para 230 KV como para 115 KV y +/- 7% para condiciones de contingencia simple en 230 KV y 115 KV.

Se proponen criterios básicos para operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Debe recordarse que la descomposición temporal empleada en la expansión del Sistema de Transmisión son Corto y Largo Plazo que corresponden a un horizonte de 4 y 10 años respectivamente.

1.5 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Los resultados obtenidos en el análisis del sistema actual (año 2011) indican que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, tanto en estado estable como contingencia y estabilidad transitoria.

1.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

Los resultados obtenidos en el análisis de corto plazo (año 2011-2014) indican que el sistema de transmisión cumple con los criterios establecido en el Reglamento de Transmisión, tanto en estado estable como en contingencia y estabilidad transitoria. Mayor información al respecto se puede observar en el Capítulo No. 6 del presente documento. En el corto plazo entran en operación los siguientes proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en construcción y otros que iniciaran próximamente su ejecución:

1. L. T. Santa Rita – Panamá II 115 KV y ampliaciones en ambas subestaciones
2. L. T. Guasquitas – Changuinola 230 KV (adición segundo circuito) y ampliaciones en subestaciones
3. Banco de Capacitores de 120 MVAR en S/E Panamá II 115 KV
4. Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV
5. Repotenciación de la L.T. Panamá – Panamá II 230 KV
6. Repotenciación de la L. T. Guasquitas - Veladero - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV
7. Repotenciación de la L. T. Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 230 KV
8. Repotenciación de la L. T. Mata de Nance – Progreso – Frontera 230 KV

9. Adición autotransformador T3 S/E Chorrera
10. Adición autotransformador T3 S/E Llano Sánchez
11. Adición autotransformador T4 S/E Panamá
12. S/E El Higo (Las Guías) 230 KV
13. Nueva S/E San Bartolo 230/34.5 KV.
14. SVC S/E Llano Sánchez 230 KV
15. Adición del T2 en S/E Boquerón 230/34.5 KV.

1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO

En el horizonte de largo plazo (2015 – 2025), se obtiene que para que el sistema de transmisión cumpla con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, se necesitan los siguientes refuerzos:

- Ampliación S/E Antón, adición de 2do circuito 230 KV
- Adición autotransformador T3 en Subestación Panamá II: debido al incremento de carga del área metropolitano y la necesidad de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 ante la pérdida de uno de los transformadores T1 o T2 de esta subestación, es necesario adicionar un tercer transformador T3 230/115 KV, 105/140/175 MVA en esta subestación para inicios del año 2015.
- Adición de un SVC +300 MVAR en la Subestación Panamá II
- Refuerzo llano Sánchez – Panamá II 230 KV Etapa 1: es necesario reforzar el sistema de transmisión mediante la construcción de una nueva línea de transmisión Llano Sánchez – Panamá II 230 KV, doble circuito, montando inicialmente un circuito, para el año 2017.
- Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV: es necesario energizar en 230 KV la esta línea (operada inicialmente en 115 KV), para el año 2019, con la entrada en operación de proyectos térmicos en el área de Colón.

1.8 CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- El sistema actual, año 2011, cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a los niveles de tensión tanto en condiciones de operación normal como en contingencia.

CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

- En todos los casos analizados, la generación propuesta permite el adecuado abastecimiento de la demanda en el período 2011-2025.
- En general, para los escenarios analizados, el sistema no presenta déficit de energía hasta el final del horizonte.

- El sistema presenta un costo operativo adecuado dada su composición sin restricciones de transmisión, lo que implica que los proyectos planteados en planes de expansión anteriores fueron bien definidos, ya que ofrecen una operación confiable, de mínimo costo y sin déficit esperado. El costo de la generación se afecta principalmente por los costos de combustibles y no por la falta de transmisión.
- Es importante destacar que actualmente se está atravesando por un incremento generalizado en los costos del petróleo, lo que afecta el costo de los combustibles y a su vez incrementa de manera importante el costo operativo de un sistema donde la generación térmica tiene un componente importante.
- Adicionalmente, para este plan, el costo del déficit es de 1850 USD/MWh, independientemente del porcentaje de racionamiento esperado, siendo que en planes anteriores ese costo era de 350 USD/MWh. Por lo anterior, cualquier racionamiento evitado tiene un peso relevante en los beneficios de cada proyecto que lo elimine.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenarios 1, 2 y 3 en los cuales aparecen más de 900 MW de proyectos de generación hidro y eólica en el corto plazo, se recomienda reforzar el sistema de transmisión mediante la repotenciación de las líneas de transmisión de 230 KV existentes.
- Además, se requiere para el año 2017 la adición de una línea Llano Sánchez – Panamá II 230 KV, doble circuito montando inicialmente el primer circuito, con la entrada en operación de nuevos proyectos hidroeléctricos en el occidente del país, especialmente Changuinola 2 (214 MW).
- Debido al aumento de capacidad en el área de Colón por la instalación de centrales térmicas, se requiere el refuerzo del sistema de transmisión con el doble circuito Sta. Rita – Panamá II.
- Para transportar toda la generación planificada, es necesario la instalación de Sistemas de Compensación Reactiva Dinámica (SVC), con el objetivo de mantener un perfil de voltaje adecuado en las redes de 230 KV y 115 KV.
- Como conclusión final del análisis técnico económico se recomienda la implementación de la Alternativa 1 de Expansión del Sistema de Transmisión (Expansión con exportación al MER repotenciamiento de L/T existentes con sistemas de SVC en las S/E de Llano Sánchez y Panamá II, repotenciamiento de las líneas existentes (Guasquitas-Veladero - Llano Sánchez - Panamá II) y expansión de Llano Sánchez – Panamá II) a efecto de la menor inversión, con una relación de beneficio - costo excelente.

1.9 RECOMENDACIONES

Año 2011:

- Repotenciación de los circuitos 230 -1C y 2B (Panamá – Panamá II) a 350 MVA.
- S/E Boquerón III, 230/34.5KV.

Año 2012:

- Adición del T3 en la S/E La Chorrera 60/80/100 MVA y 230/115/34.5 KV, debido a un aumento en la demanda en el sector Oeste.
- Adición del T3 en S/E Llano Sánchez 230/115 KV, 60/80/100 MVA. debido a un aumento en la demanda en provincias centrales.

- Reforzar el sistema de transmisión con la línea Changuinola - Guasquitas instalando el segundo circuito, ya que, con el aumento de la capacidad instalada de la central Changuinola 75, de 158 MW a 223 MW, además del Proyecto Hidroeléctrico Bonyic, con 30 MW, el circuito existente estaría sobre su límite térmico
- Instalación de un Banco de Capacitores de 120 MVAR en la Subestación Panamá II 115 KV.
- Instalación de Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.
- Instalación del transformador T4 de 230/115 KV, 210/280/350 MVA de la subestación Panamá.

Año 2013:

- Adición T2 S/E Boquerón III 230/34.5 KV
- Reforzar el sistema de transmisión del área de Colón hacia Panamá, mediante la construcción de un tramo de línea desde el Río Chagres – Panamá II 230 KV (operado en 115 KV) y un tramo de línea desde el Río Chagres – Santa Rita 115 KV, además de la ampliación en 115 KV de las Subestaciones Santa Rita y Panamá II.
- Repotenciación de líneas Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez – Panamá II (líneas 230-12-13-14-15-16-17, aumentando de 225 MVA a un mínimo de 314 MVA.
- Repotenciación de líneas Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA.
- Repotenciación de líneas Mata de Nance – Progreso – Frontera mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA.

Año 2014:

- SVC en S/E Llano Sánchez 230 KV con capacidad aproximada de +300 MVAR.
- S/E El Higo (Las Guías) 230 KV.
- Nueva S/E San Bartolo 230/34.5 KV, seccionando el circuito 230-15 (Veladero – Llano Sánchez).

Año 2015:

- Adición 2do circuito 230 KV en S/E Antón.

Año 2016:

- Instalación del transformador T3 de 230/115 KV, 105/140/175 MVA de la subestación Panamá II

Año 2017:

- SVC en S/E Panamá II 230 KV con capacidad aproximada de +300 MVAR.

- Refuerzo L.T. Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (doble circuito montando un circuito inicialmente).

Año 2019:

- Energizar en 230 KV la línea de transmisión Santa Rita – Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV), requiere la ampliación a 230 KV en ambas subestaciones.

En la Tabla 1.1 se resumen los proyectos propuestos en el plan de expansión 2011 – 2025.

En el Anexo III-1 se presenta el plan de inversiones y las fechas de los proyectos propuestos en las cuales las fechas de entrada de los proyectos obedecen a un cronograma que considera tiempos de aprobación, estudios adicionales y tiempos de construcción.

Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema Principal		
Repotenciación Línea Panamá – Panamá II 230 KV	2012	1,659
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2012	20,878
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2012	12,970
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2012	5,047
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	5,711
Adición e Instalación Transformador T4 S/E Panamá	2012	8,112
Reposición Radios Enlace de Microondas	2013	633
Reemplazo de Rectificadores	2013	102
Equipamiento de Multiplexores	2013	104
Reposición de Crosconectores	2013	148
Torres de Emergencia	2013	792
Transformador Móvil de Reserva	2014	4,595
Ampliación de Cobertura de Radio Digital	2014	1,179
Repotenciación Líneas Guas-Vel-LLS-Pan II 230 KV	2014	8,320
Repotenciación Líneas MDN-VEL-LLS-CHO-PAN 230 KV	2014	52,902
Repotenciación Líneas MDN-PRO-FRO 230 KV	2014	3,860
SVC S/E Llano Sánchez 230 KV	2014	23,845
S/E Las Guías 2do circuito 230 KV	2014	3,310
S/E Antón 2do circuito 230 KV	2015	4,244
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2015	9,280
SVC S/E Panamá II 230 KV	2017	23,845
Refuerzo Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2017	77,445
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2019	21,000
Plan de Reposición		
Protecciones	2010-2013	2,651
Subestaciones	2010-2013	1,925
Reemplazo T2 S/E Mata de Nance	2012	2,465
Reemplazo T3 Panamá	2016	4,882
Plan Estratégico		
S/E Boquerón III 230/34.5 KV	2011	8,400
Adición T2 S/E Boquerón III 230/34.5 KV	2013	4,450
S/E San Bartolo 230/34.5 KV	2014	10,913
Plan de Planta General	2010-2016	22,050
Sistema de Conexión	2011-2016	26,061

Tabla 1.1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2011 – 2025

A continuación se presentan los cuadros con el Plan de Inversiones, el cual incluye ampliaciones mayores y ampliaciones menores de corto plazo, plan de largo plazo, sistema de comunicaciones, plan de reposición de corto plazo, de largo plazo y planta general.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	hasta 2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
1	**TOTAL**	**13,989**	**32,375**	**56,540**	**61,837**	**64,917**	**50,383**	**56,243**	**22,507**	**10,996**	**3,991**	**373,778**
2												
3	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO**	**4,263**	**20,524**	**43,460**	**45,213**	**38,541**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**152,001**
4	**REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 115 KV**	**0**	**6,802**	**14,076**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**20,878**
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II y CHAG-CAC 115)	0	5,658	8,128	0	0	0	0	0	0	0	13,786
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	0	507	4,127	0	0	0	0	0	0	0	4,634
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	0	637	1,821	0	0	0	0	0	0	0	2,458
8	**REFUERZO GUASQUITAS - CHANGUINOLA**	**1,995**	**6,120**	**4,855**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**12,970**
9	L/T GUASQ. - CHANG. ADICION 2do CTO. 230 KV	1,423	3,725	2,211	0	0	0	0	0	0	0	7,359
10	ADICIÓN S/E CHANGUINOLA 230 KV	572	1,135	881	0	0	0	0	0	0	0	2,588
11	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	0	1,260	1,763	0	0	0	0	0	0	0	3,023
12	**CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II**	**814**	**1,545**	**2,688**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5,047**
13	**CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ**	**926**	**689**	**4,096**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5,711**
14	**REPOT. LINEAS GUASQ-VEL-LLS-PAN II 230 KV**	**0**	**821**	**5,000**	**1,499**	**1,000**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**8,320**
15	**REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS**	**0**	**945**	**714**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1,659**
16	**REPOT. LINEAS MDN-VEL-LLS-PAN-CHO-PAN 230 KV COND. ACSS**	**0**	**501**	**7,000**	**27,240**	**18,161**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**52,902**
17	**REPOT. LINEA MDN-PRO-FRONT 230 KV COND. ACSS**	**0**	**0**	**0**	**2,316**	**1,544**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3,860**
18	**ADICION T4 S/E PANAMA**	**0**	**1,938**	**2,944**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**4,882**
19	**INSTALACION T4 PANAMA**	**0**	**1,163**	**2,067**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3,230**
20	**SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV**	**0**	**0**	**10**	**9,691**	**14,144**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**23,845**
21	**SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.**	**0**	**0**	**10**	**2,475**	**825**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3,310**
22	**TORRES DE EMERGENCIA**	**528**	**0**	**0**	**264**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**792**
23	**TRANFORMADOR MOVIL DE RESERVA**	**0**	**0**	**0**	**1,728**	**2,867**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**4,595**
24												
25	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO**	**0**	**0**	**0**	**75**	**10,571**	**37,402**	**50,272**	**22,507**	**10,996**	**3,991**	**135,814**
26	**REFUERZO S/E ANTON 2do CTO.**	**0**	**0**	**0**	**20**	**1,913**	**2,311**	**0**	**0**	**0**	**0**	**4,244**
27	**ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II**	**0**	**0**	**0**	**20**	**7,399**	**1,861**	**0**	**0**	**0**	**0**	**9,280**
28	**SVC S/E PANAMA II 230 KV**	**0**	**0**	**0**	**15**	**521**	**7,314**	**13,597**	**2,398**	**0**	**0**	**23,845**
28	**REFUERZO LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 1**	**0**	**0**	**0**	**20**	**738**	**25,856**	**36,380**	**14,451**	**0**	**0**	**77,445**
29	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL	0	0	0	20	688	24,752	33,140	13,305	0	0	71,905
30	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	0	0	0	0	25	552	1,620	573	0	0	2,770
31	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	0	0	0	0	25	552	1,620	573	0	0	2,770
32	**REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 230 KV**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**60**	**295**	**5,658**	**10,996**	**3,991**	**21,000**
33	ADICIÓN S/E SANTA RITA 230 KV	0	0	0	0	0	50	217	4,179	8,115	2,948	15,509
34	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	0	0	0	0	0	10	78	1,479	2,881	1,043	5,491
35												

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

36	**PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES**	**0**	**75**	**0**	**1,680**	**411**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2,166**
37	REPOCISION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	0	75	0	558	0	0	0	0	0	0	633
38	REEMPLAZO DE RECTIFICADORES	0	0	0	102	0	0	0	0	0	0	102
39	EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES	0	0	0	104	0	0	0	0	0	0	104
40	REPOSICIONDE CROSCONECTORES	0	0	0	148	0	0	0	0	0	0	148
41	AMPLIACION COBERTURA DE RADIO DIGITAL	0	0	0	768	411	0	0	0	0	0	1,179
42												
43	**PLAN DE REPOSICIÓN**	**1,519**	**2,986**	**1,213**	**1,323**	**20**	**2,578**	**2,284**	**0**	**0**	**0**	**11,923**
44	**REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**	**1,519**	**2,986**	**1,213**	**1,323**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**7,041**
45	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	1,204	923	0	0	0	0	0	0	0	0	2,127
46	REMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA	0	547	0	0	0	0	0	0	0	0	547
47	REMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE	0	95	5	426	0	0	0	0	0	0	526
48	REMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE	0	1,257	1,208	0	0	0	0	0	0	0	2,465
49	ADQUISICIÓN EQ. MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES	315	164	0	0	0	0	0	0	0	0	479
50	REMPLAZO INTERRUPTORES 230 KV S/E PANAMA	0	0	0	852	0	0	0	0	0	0	852
51	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	45
52	**REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO**	**0**	**0**	**0**	**0**	**20**	**2,578**	**2,284**	**0**	**0**	**0**	**4,882**
53	REMPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	0	0	0	0	20	2,578	2,284	0	0	0	4,882
54												
55	**PLAN DE PLANTA GENERAL**	**2,008**	**1,431**	**1,301**	**14,442**	**2,868**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**22,050**
56	EDIFICIO-ETESA	108	132	708	13,650	2,868	0	0	0	0	0	17,466
57	EQUIPO DE INFORMATICA	1,300	799	340	420	0	0	0	0	0	0	2,859
58	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	600	500	253	372	0	0	0	0	0	0	1,725
59												
60	**SISTEMA DE CONEXIÓN**	**0**	**4,904**	**8,046**	**4,522**	**2,974**	**3,675**	**1,940**	**0**	**0**	**0**	**26,061**
61	S/E EL HIGO (LAS GUIAS) 1r CTO.	0	0	5	3,650	1,219	0	0	0	0	0	4,874
62	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ	0	2,372	678	0	0	0	0	0	0	0	3,050
63	ADICION T3 S/E CHORRERA	0	2,457	913	0	0	0	0	0	0	0	3,370
64	EQUIPOS PARA INST. T3 LLANO SÁNCHEZ.	0	0	3,448	0	0	0	0	0	0	0	3,448
65	EQUIPOS PARA INST. T3 CHORRERA	0	0	2,987	0	0	0	0	0	0	0	2,987
66	REMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E MATA DE NANCE	0	16	5	155	0	0	0	0	0	0	176
67	REMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E LLANO SANCHEZ	0	59	5	353	0	0	0	0	0	0	417
68	REMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E LLANO SANCHEZ	0	0	5	171	0	0	0	0	0	0	176
69	REMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ	0	0	0	20	1,735	1,940	0	0	0	0	3,695
70	REMPLAZO T2 S/E CHORRERA	0	0	0	0	20	1,735	1,940	0	0	0	3,695
71	REMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	0	0	0	173	0	0	0	0	0	0	173
72												
73	**PLAN ESTRATÉGICO**	**6,307**	**2,093**	**3,228**	**6,830**	**5,305**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**23,763**
74	S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	6,307	2,093	0	0	0	0	0	0	0	0	8,400
75	ADICION T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	0	0	1,156	3,294	0	0	0	0	0	0	4,450
76	S/E SAN BARTOLO 230/34-5 KV	0	0	2,072	3,536	5,305	0	0	0	0	0	10,913

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2010	Observación	Nueva Fecha Plan 2011	Costo (Miles de B/.)
1	**TOTAL**				**289,981**
2					
3	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO**				152,001
4	**REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 115 KV**				20,878
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II y CHAG-CAC 115)	09/02/2012	Cambio de fecha	10/01/2013	13,786
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	09/02/2012	Cambio de fecha	10/01/2013	4,634
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	09/02/2012	Cambio de fecha	10/01/2013	2,458
8	**REFUERZO GUASQUITAS - CHANGUINOLA**				12,970
9	L/T GUASQ. - CHANG. ADICION 2do CTO. 230 KV	25/01/2012	Cambio de fecha	01/02/2012	7,359
10	ADICIÓN S/E CHANGUINOLA 230 KV	25/01/2012	Cambio de fecha	01/02/2012	2,588
11	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	25/01/2012	Cambio de fecha	01/02/2012	3,023
12	**CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II**	13/12/2012	Cambio de fecha	23/03/2012	5,047
13	**CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ**	13/12/2012	Cambio de fecha	23/03/2012	5,711
14	**REPOT. LINEAS GUASQ-VEL-LLS-PAN II 230 KV**	01/07/2012	Cambio de fecha	01/01/2013	8,320
15	**REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS**	19/08/2011	Cambio de fecha	11/08/2011	1,659
16	**REPOT. LINEAS MDN-VEL-LLS-PAN-CHO-PAN 230 KV COND. ACSS**	01/07/2013		01/07/2013	52,902
17	**REPOT. LINEA MDN-PRO-FRONT 230 KV COND. ACSS**	01/07/2013		01/07/2013	3,860
18	**ADICION T4 S/E PANAMA**	16/02/2012	Cambio de fecha	13/12/2012	4,882
19	**INSTALACION T4 PANAMA**	16/02/2012	Cambio de fecha	13/12/2012	3,230
20	**SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV**	01/07/2014		01/07/2014	23,845
21	**SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.**	13/02/2012		01/01/2014	3,310
22	**TORRES DE EMERGENCIA**	30/12/2011		01/07/2013	792
23	**TRANFORMADOR MOVIL DE RESERVA**		Nuevo	01/07/2014	4,595
24					
25	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO**				135,814
26	**REFUERZO S/E ANTON 2do CTO.**	01/07/2015	Cambio de fecha	15/07/2015	4,244
27	**ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II**	01/01/2016		01/01/2016	9,280
28	**SVC S/E PANAMA II 230 KV**	04/01/2017	Cambio de Fecha	01/07/2017	23,845
29	**REFUERZO LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 1**				77,445
30	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL	01/07/2017		01/07/2017	71,905
31	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	01/07/2017		01/07/2017	2,770
32	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	01/07/2017		01/07/2017	2,770
33	**REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 230 KV**				21,000
34	ADICIÓN S/E SANTA RITA 230 KV	01/01/2019		01/01/2019	15,509
35	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	01/01/2019		01/01/2019	5,491
36					
37	**PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES**				2,166
38	REPOCISION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	19/12/2011	Cambio de Fecha	01/12/2013	633
39	REEMPLAZO DE RECTIFICADORES		Nuevo	01/12/2013	102
40	EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES		Nuevo	01/12/2013	104
41	REPOSICIONDE CROSCONECTORES		Nuevo	01/12/2013	148
42	AMPLIACION COBERTURA DE RADIO DIGITAL		Nuevo	01/07/2014	1,179

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
PLAN DE INVERSION
PLAN DE REPOSICION Y PLANTA GENERAL
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2010	Observación	Nueva Fecha Plan 2011	Costo (Miles de B/.)
1	**TOTAL**				**83,797**
2					
3	**PLAN DE REPOSICIÓN**				**11,923**
4	**REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**				**7,041**
5	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	01/03/2011	Cambio de Fecha	30/12/2011	**2,127**
6	REMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA	30/12/2010	Cambio de Fecha	30/12/2011	**547**
7	REMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE	30/12/2011	Cambio de Fecha	30/12/2013	**526**
8	REMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE	16/02/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	**2,465**
9	ADQUISICIÓN EQ. MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES	25/03/2010	Cambio de Fecha	30/12/2011	**479**
10	REMPLAZO INTERRUPTORES 230 KV S/E PANAMA		Nuevo	30/12/2013	**852**
11	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES		Nuevo	30/12/2013	**45**
12	**REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO**				**4,882**
13	REMPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	01/07/2016		01/07/2016	**4,882**
14					**0**
15	**PLAN DE PLANTA GENERAL**				**22,050**
16	EDIFICIO-ETESA			30/01/2014	**17,466**
17	EQUIPO DE INFORMATICA	30/12/2013		30/12/2013	**2,859**
18	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	30/12/2013		30/12/2013	**1,725**
19					
20	**SISTEMA DE CONEXIÓN**				**26,061**
21	S/E EL HIGO (LAS GUIAS) 1r CTO.	13/02/2012	Cambio de Fecha	01/01/2014	**4,874**
22	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ	16/11/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	**3,050**
23	ADICION T3 S/E CHORRERA	16/11/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	**3,370**
24	EQUIPOS PARA INST. T3 LLANO SÁNCHEZ.	16/11/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	**3,448**
25	EQUIPOS PARA INST. T3 CHORRERA	16/11/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	**2,987**
26	REMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E MATA DE NANCE	30/12/2011	Cambio de Fecha	30/12/2013	**176**
27	REMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E LLANO SANCHEZ	30/12/2011	Cambio de Fecha	30/12/2013	**417**
28	REMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E LLANO SANCHEZ	30/12/2011	Cambio de Fecha	30/12/2013	**176**
29	REMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ	01/07/2015		01/07/2015	**3,695**
30	REMPLAZO T2 S/E CHORRERA	01/07/2016		01/07/2016	**3,695**
31	REMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	01/07/2013		01/07/2013	**173**
32					
33	**PLAN ESTRATÉGICO**				**23,763**
34	S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	31/01/2011	Cambio de Fecha	01/02/2011	**8,400**
35	ADICION T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV		Nuevo	30/12/2013	**4,450**
36	S/E SAN BARTOLO 230/34-5 KV		Nuevo	30/01/2014	**10,913**

CAPÍTULO 2: INTRODUCCIÓN

La Ley No. 6 del 3 de febrero de 1977 establece en su Artículo 19 que es responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., elaborar el Plan de Expansión. El Reglamento de Transmisión, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP), en su Título V, "La Expansión del Sistema de Transmisión", establece que a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para un horizonte de corto y largo plazo.

En respuesta a lo anterior, en este documento se presenta el resultado del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, el cual evita las congestiones actuales y futuras y a la vez minimiza el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define un programa de inversiones necesarias y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP.

Específicamente, el estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2011-2025 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Las instalaciones propuestas comprenden: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

Además de los Antecedentes al Plan de Transmisión, el Resumen Ejecutivo y esta Introducción, el presente Tomo contiene los siguientes capítulos:

- Capítulo 3: se presenta la descripción del sistema actual de transmisión de ETESA.
- Capítulo 4: se describen los criterios técnicos utilizados en la elaboración del presente informe.
- Capítulo 5: se describe la metodología empleada en la elaboración del presente informe.
- Capítulo 6: presenta el diagnostico del sistema de transmisión de corto plazo.
- Capítulo 7: se presenta el plan de expansión de corto plazo (2011 – 2014).
- Capítulo 8: se presenta el análisis del sistema de transmisión de largo plazo.
- Capítulo 9: se presenta la evaluación técnica – económica y selección del plan de expansión.
- Capítulo 10: se presenta el plan de expansión de largo plazo.
- Capítulo 11: se presenta el plan de expansión del sistema de comunicación.
- Capítulo 12: se presenta el plan de reposición de corto plazo.
- Capítulo 13: se presenta el plan de reposición de largo plazo.

- Capítulo 14: se presenta el plan de planta general.
- Capitulo 15: se presenta el plan de ampliaciones de conexión.
- Capítulo 16: se presenta el plan de expansión de transmisión estratégico.
- Capítulo 17: se presenta las conclusiones del plan.
- Capítulo 18: se presentan las recomendaciones del plan.

2.1 INFORMACIÓN UTILIZADA

2.1.1 DEMANDA

El pronóstico de demanda utilizado en el presente Plan de Expansión es el realizado por ETESA y presentado en el informe Estudios Básicos, entregado a la ASEP en enero de 2011. En las siguientes tablas se presenta un resumen del pronóstico de demanda, tanto en energía como potencia, del año 2011 al 2025.

Tabla 2.1 Proyección de Demanda Media: Período 2011 – 2014

Año	Demanda Máxima	Consumo Anual	Tasa de Crecimiento %	
	MW	GWh	Potencia	Energía
2011	1256.6	7705.5	5.56	5.45
2012	1323.6	8116.2	5.33	5.33
2013	1405.8	8631.3	6.21	6.35
2014	1494	9184.6	6.28	6.41

Tabla 2.2 Proyección de Demanda y Energía: Período 2015 – 2025

Año	Escenario Medio	
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2015	9753.5	1584.6
2016	10339.9	1677.7
2017	10954.4	1775.1
2018	11617.8	1880.3
2019	12261.8	1982.0
2020	13018.2	2101.6
2021	13718.5	2211.8
2022	14450.6	2326.9
2023	15236.0	2450.3
2024	16119.3	2589.0
2025	17016.5	2729.7

2.1.2 GENERACIÓN

2.1.2.1 GENERACIÓN PARA ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

En el análisis de corto plazo, para el escenario de generación del caso base, se tomaron en cuenta los proyectos de los cuales se tiene algún grado de certeza de su entrada en operación en el periodo 2011-2014. En este periodo se tienen varios proyectos hidroeléctricos que ya están prontos a iniciar construcción o se encuentran en construcción.

A continuación se presenta una tabla con los datos de estos proyectos y la fecha considerada en este plan para su entrada en operación.

Tabla 2.3 Proyectos de Generación de 2011– 2014

Entrada en Operación		Proyecto		Total
Año	Mes	Proyecto	MW	MW
2011	Mar	Lorena	33.80	411
	Mar	Los Planetas 1	4.50	
	Abr	BLM (Conversión Carbón)	120*	
	Abr	Pedregalito	20.00	
	Jul	Bajo de Mina	56.00	
	Ago	Chan I	222.46	
	Sep	Pedregalito 2	13.00	
	Sep	Prudencia	56.00	
	Dic	El Fraile	5.47	
2012	Mar	Baitún	88.70	159
	Abr	La Huaca	5.05	
	May	Las Perlas Norte	10.00	
	Jun	Gualaca	25.20	
	Jun	Las Perlas Sur	10.00	
	Jun	Mendre 2	8.00	
	Nov	Cochea	12.50	
2013	Ene	Bajos de Totuma	5.00	440
	Ene	Caldera	4.00	
	Ene	Eólico I	150.00	
	Feb	RP - 490	9.95	
	May	Bajo Frío	56.00	
	May	Monte lirio	51.65	
	May	Pando	32.00	
	Jun	Terra4 - Tizingal	4.64	
	Jul	El Síndigo	10.00	
	Ago	San Andrés	9.00	
	Oct	Remigio Rojas	8.60	
	Dic	Bonyic	31.30	
	Dic	El Alto	68.00	
2014	Ene	Cañazas	5.94	148
	Ene	La Laguna	9.30	
	Ene	Las Cruces	9.17	
	Ene	Los Estrechos	10.00	
	Ene	Ojo de agua	6.46	
	Ene	San Bartolo	15.25	
	Abr	Santa Maria 82	25.60	
	Ago	Los Planetas 2	3.73	
	Ago	San Lorenzo	8.40	
	Dic	Burica	50.00	
	Dic	Potrerillos	4.17	

* Esto corresponde a cambio de tecnología de unidades de vapor en base a carbón, no adiciona capacidad.

Todas estas son centrales hidroeléctricas, con excepción de la central eólica Eólica 1 en el año 2013 con 150 MW. .

2.1.2.2 GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Para el horizonte de largo plazo, 2015 – 2025, se seleccionaron los proyectos más probables de ejecución y las alternativas de expansión que contemplan candidatos de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con combustible tradicional (Carbón, Bunker y Diesel).

Tabla 2.4 Proyectos de Generación de 2015 – 2025

Entrada en Operación		Proyecto		Total
Año	Mes	Proyecto	MW	MW
2015	Ene	Barro Blanco	28.84	29
2016	Abr Dic	Tabasará II Chan II	34.53 214.00	249
2017				
2018	Ene	Carbón A	250.00	250
2019				
2020	Ene	Carbón B	250.00	250
2021				
2022	Ene	Carbón C	250.00	250
2023	Ene	Carbón D	250.00	250
2024				
2025				

En la Tabla 2.5 se incluyen los tres (3) planes de expansión de generación para el escenario de Demanda Media, obtenidos en el Plan Indicativo de Generación.

ETESA Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Tabla 2.5 Planes de Generación

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA		Hidro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada Actual =				1942.18
	Mar			Lorena	33.80					
	Mar			Los Planetas 1	4.50					
	Abr			BLM (Conversión Carbón)	120*			120*		
	Abr			Pedregalito	20.00					
2011	Jul	1,256.6	5.6	Bajo de Mina	56.00	411			411	2353
	Ago			Chan I	222.46					
	Sep			Pedregalito 2	13.00					
	Sep			Prudencia	56.00					
	Dic			El Fraile	5.47					
	Mar			Baitún	88.70					
	Abr			La Huaca	5.05					
	May			Las Perlas Norte	10.00					
2012	Jun	1,323.6	5.3	Gualaca	25.20	159			159	2513
	Jun			Las Perlas Sur	10.00					
	Jun			Mendre 2	8.00					
	Nov			Cochea	12.50					
	Ene			Bajos de Totuma	5.00					
	Ene			Caldera	4.00					
	Ene			Eólico I	150.00		150			
	Feb			RP - 490	9.95					
	May			Bajo Frío	56.00					
	May			Monte lirio	51.65					
2013	May	1,405.8	6.2	Pando	32.00	290			440	2953
	Jun			TERRA 4 - TIZINGAL	4.64					
	Jul			El Síndigo	10.00					
	Ago			San Andrés	9.00					
	Oct			Remigio Rojas	8.60					
	Dic			Bonyic	31.30					
	Dic			El Alto	68.00					
	Ene			Cañazas	5.94					
	Ene			La Laguna	9.30					
	Ene			Las Cruces	9.17					
	Ene			Los Estrechos	10.00					
	Ene			Ojo de agua	6.46					
2014	Ene	1,494.0	6.3	San Bartolo	15.25	148			148	3101
	Abr			Santa Maria 82	25.60					
	Ago			Los Planetas 2	3.73					
	Ago			San Lorenzo	8.40					
	Dic			Burica	50.00					
	Dic			Potrerillos	4.17					
2015	Ene	1,584.6	6.1	Barro Blanco	28.84	29			29	3130
2016	Abr	1,677.7	5.9	Tabasará II	34.53	249			249	3378
	Dic			Chan II	214.00					
2017	Ene	1,775.1	5.8							
2018	Ene	1,880.3	5.9	Carbón A	250.00			250	250	3628
2019		1,982.0	5.4							
2020	Ene	2,101.6	6.0	Carbón B	250.00			250	250	3878
2021		2,211.8	5.2							
2022	Ene	2,326.9	5.2	Carbón C	250.00			250	250	4128
2023	Ene	2,450.3	5.3	Carbón D	250.00			250	250	4378
2024		2,589.0	5.7							
2025		2,729.7	5.4							
				Total Instalado por Tipo »MW«		1286	150	1000		

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA		Hidro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada Actual =				1942.18
	Mar			Lorena	33.80					
	Mar			Los Planetas 1	4.50					
	Abr			BLM (Conversión Carbón)	120*			120*		
	Abr			Pedregalito	20.00					
2011	Jul	1,256.6	5.6	Bajo de Mina	56.00	411			411	2353
	Ago			Chan I	222.46					
	Sep			Pedregalito 2	13.00					
	Sep			Prudencia	56.00					
	Dic			El Fraile	5.47					
	Mar			Baitún	88.70					
	Abr			La Huaca	5.05					
	May			Las Perlas Norte	10.00					
2012	Jun	1,323.6	5.3	Gualaca	25.20	159			159	2513
	Jun			Las Perlas Sur	10.00					
	Jun			Mendre 2	8.00					
	Nov			Cochea	12.50					
	Ene			Bajos de Totuma	5.00					
	Ene			Caldera	4.00					
	Ene			Eólico I	150.00		150			
	Feb			RP - 490	9.95					
	May			Bajo Frío	56.00					
	May			Monte lirio	51.65					
2013	May	1,405.8	6.2	Pando	32.00	290			440	2953
	Jun			TERRA 4 - TIZINGAL	4.64					
	Jul			El Síndigo	10.00					
	Ago			San Andrés	9.00					
	Oct			Remigio Rojas	8.60					
	Dic			Bonyic	31.30					
	Dic			El Alto	68.00					
	Ene			Cañazas	5.94					
	Ene			La Laguna	9.30					
	Ene			Las Cruces	9.17					
	Ene			Los Estrechos	10.00					
	Ene			Ojo de agua	6.46					
2014	Ene	1,494.0	6.3	San Bartolo	15.25	148			148	3101
	Abr			Santa Maria 82	25.60					
	Ago			Los Planetas 2	3.73					
	Ago			San Lorenzo	8.40					
	Dic			Burica	50.00					
	Dic			Potrerillos	4.17					
2015	Ene	1,584.6	6.1	Barro Blanco	28.84	29	40		69	3170
	Ene			Eólico II	40.00					
2016	Abr	1,677.7	5.9	Tabasará II	34.53	249			249	3418
	Dic			Chan II	214.00					
2017	Ene	1,775.1	5.8	Eólico III	80.00		80		80	3498
2018	Ene	1,880.3	5.9	Carbón A	250.00			250	250	3748
2019	Ene	1,982.0	5.4	Eólico IV	120.00		120		120	3868
2020	Ene	2,101.6	6.0	Carbón B	250.00			250	250	4118
2021	Ene	2,211.8	5.2							
2022	Ene	2,326.9	5.2	Carbón C	250.00			250	250	4368
2023	Ene	2,450.3	5.3	Carbón D	250.00			250	250	4618
2024	Ene	2,589.0	5.7							
2025	Ene	2,729.7	5.4							
				Total Instalado por Tipo »MW«		1286	390	1000		

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA		Hidro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada Actual =				1942.18
	Mar			Lorena	33.80					
	Mar			Los Planetas 1	4.50					
	Abr			BLM (Conversión Carbón)	120*			120*		
	Abr			Pedregalito	20.00					
2011	Jul	1,256.6	5.6	Bajo de Mina	56.00	411			411	2353
	Ago			Chan I	222.46					
	Sep			Pedregalito 2	13.00					
	Sep			Prudencia	56.00					
	Dic			El Fraile	5.47					
	Mar			Baitún	88.70					
	Abr			La Huaca	5.05					
	May			Las Perlas Norte	10.00					
2012	Jun	1,323.6	5.3	Gualaca	25.20	159			159	2513
	Jun			Las Perlas Sur	10.00					
	Jun			Mendre 2	8.00					
	Nov			Cochea	12.50					
	Ene			Bajos de Totuma	5.00					
	Ene			Caldera	4.00					
	Ene			Eólico I	150.00		150			
	Feb			RP - 490	9.95					
	May			Bajo Frío	56.00					
	May			Monte lirio	51.65					
2013	May	1,405.8	6.2	Pando	32.00	290			440	2953
	Jun			TERRA 4 - TIZINGAL	4.64					
	Jul			El Síndigo	10.00					
	Ago			San Andrés	9.00					
	Oct			Remigio Rojas	8.60					
	Dic			Bonyic	31.30					
	Dic			El Alto	68.00					
	Ene			Cañazas	5.94					
	Ene			La Laguna	9.30					
	Ene			Las Cruces	9.17					
	Ene			Los Estrechos	10.00					
	Ene			Ojo de agua	6.46					
2014	Ene	1,494.0	6.3	San Bartolo	15.25	148			148	3101
	Abr			Santa Maria 82	25.60					
	Ago			Los Planetas 2	3.73					
	Ago			San Lorenzo	8.40					
	Dic			Burica	50.00					
	Dic			Potrerillos	4.17					
	Ene			Barro Blanco	28.84					
2015	Ene	1,584.6	6.1	Eólico II	40.00	29	40	200	269	3370
	Ene			CC GNL 200	200.00					
2016	Abr	1,677.7	5.9	Tabasará II	34.53	249			249	3618
	Dic			Chan II	214.00					
2017	Ene	1,775.1	5.8	Eólico III	80.00		80		80	3698
2018	Ene	1,880.3	5.9	CC GNL 250 A	250.00			250	250	3948
2019	Ene	1,982.0	5.4	Eólico IV	120.00		120		120	4068
2020	Ene	2,101.6	6.0	CC GNL 250 B	250.00			250	250	4318
2021	Ene	2,211.8	5.2							
2022	Ene	2,326.9	5.2	CC GNL 250 C	250.00			250	250	4568
2023	Ene	2,450.3	5.3							
2024	Ene	2,589.0	5.7							
2025	Ene	2,729.7	5.4	CC GNL 100	100.00			100	100	4668
				Total Instalado por Tipo »MW«		1286	390	1050		

2.1.3 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2010

Se utilizan como referencia los proyectos aprobados por la ASEP del Plan de Expansión 2010, los cuales se presentan en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6 Programa de Obras de Transmisión 2010 – 2024 del Plan de Expansión 2010

Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema Principal		
Sist. Comunicaciones – Mig. VHF a UHF	2010	1,518
Reposición Radios Enlace de Microondas	2011	633
Repotenciación Línea Panamá – Panamá II 230 KV	2011	1,826
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2012	20,879
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2012	13,257
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2012	8,261
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	5,508
Repotenciación Líneas Guas-Vel-LLS-Pan II 230 KV	2012	8,320
Adición Transformador T4 S/E Panamá	2012	9,822
S/E Las Guias 230 KV	2012	4,783
Repotenciación Líneas MDN-VEL-LLS-CHO-PAN 230 KV	2013	52,902
Repotenciación Líneas MDN-PRO-FRO 230 KV	2013	3,860
SVC S/E Llano Sánchez 230 KV	2014	23,978
Sistema de Vigilancia Remota	2014	1,281
S/E Las Guías 2do circuito 230 KV	2015	4,783
S/E Antón 2do circuito 230 KV	2015	4,783
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2016	9,132
SVC S/E Panamá II 230 KV	2017	23,978
Refuerzo Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2017	62,920
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2019	22,126
Plan de Reposición		
Protecciones	2009-2010	1,479
Subestaciones	2009-2012	3,710
Reemplazo T2 S/E Mata de Nance	2012	3,703
Reemplazo T3 Panamá	2016	4,629
Plan Estratégico		
S/E Concepción 230/34.5 KV	2011	8,400
S/E San Bartolo 230/34.5 KV	2013	10,363
Plan de Planta General	2010-2013	24,455
Sistema de Conexión	2010-2016	24,478

2.1.4 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2011

El programa de obras propuesto por ETESA en este plan de expansión es el siguiente:

Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema Principal		
Repotenciación Línea Panamá – Panamá II 230 KV	2012	1,659
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2012	20,878
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2012	12,970
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2012	5,047
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	5,711
Adición e Instalación Transformador T4 S/E Panamá	2012	8,112
Reposición Radios Enlace de Microondas	2013	633
Reemplazo de Rectificadores	2013	102
Equipamiento de Multiplexores	2013	104
Reposición de Crosconectores	2013	148
Torres de Emergencia	2013	792
Transformador Móvil de Reserva	2014	4,595
Ampliación de Cobertura de Radio Digital	2014	1,179
Repotenciación Líneas Guas-Vel-LLS-Pan II 230 KV	2014	8,320
Repotenciación Líneas MDN-VEL-LLS-CHO-PAN 230 KV	2014	52,902
Repotenciación Líneas MDN-PRO-FRO 230 KV	2014	3,860
SVC S/E Llano Sánchez 230 KV	2014	23,845
S/E Las Guías 2do circuito 230 KV	2014	3,310
S/E Antón 2do circuito 230 KV	2015	4,244
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2015	9,280
SVC S/E Panamá II 230 KV	2017	23,845
Refuerzo Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2017	77,445
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2019	21,000
Plan de Reposición		
Protecciones	2010-2013	2,651
Subestaciones	2010-2013	1,925
Reemplazo T2 S/E Mata de Nance	2012	2,465
Reemplazo T3 Panamá	2016	4,882
Plan Estratégico		
S/E Boquerón III 230/34.5 KV	2011	8,400
Adición T2 S/E Boquerón III 230/34.5 KV	2013	4,450
S/E San Bartolo 230/34.5 KV	2014	10,913
Plan de Planta General	2010-2016	22,050
Sistema de Conexión	2011-2016	26,061

Tabla 2-7 Programa de Obras Propuestas por ETESA Plan 2011

2.1.5 PROYECTOS VIABLES IDENTIFICADOS

Adicionalmente a los proyectos mencionados anteriormente, se incluyen dentro del conjunto de refuerzos viables todas las líneas paralelas a las existentes que podrían ser construidas. La información del conjunto de candidatos utilizados toma en cuenta las opciones de refuerzo en líneas de 230 KV tanto para circuito sencillo como para doble circuito y además, se consideraron también líneas de 500 KV. La siguiente tabla muestra todos los proyectos de líneas y ampliaciones de subestaciones considerados como candidatos en los análisis. En el Anexo III-2 se muestra mayor detalle de esto.

	Terminal i	Nombre de Barra SDDP	Terminal j	Nombre de Barra SDDP	Reactancia	Longitud	Capacidad	Tensión	Sección de Conductor
	Busbar		Busbar		(%)	km	MVA	kV	
	LINEAS DE CIRCUITO SENCILLO								
1	GUASQUITAS	GUA-230	VELADERO	VEL-230	7.59	84.30	225	230	1200 ACAR
2	VELADERO	VEL-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	9.91	110.07	225	230	1200 ACAR
3	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.55	195.00	225	230	1200 ACAR
4	MATA DE NANCE	MDN-230	VELADERO	VEL-230	7.85	84.49	193	230	750 ACAR
5	LLANO SANCHEZ	LLS-230	CHORRERA	CHO-230	13.21	142.19	193	230	750 ACAR
6	CHORRERA	CHO-230	PANAMA	PAN-230	3.62	39.00	193	230	750 ACAR
7	PROGRESO	PRO-230	CONCEPCION	CON-230	2.51	27.00	193	230	750 ACAR
8	CONCEPCION	CON-230	MATA DE NANCE	MDN-230	2.51	27.00	193	230	750 ACAR
9	MATA DE NANCE	MDN-115	CALDERA	CAL-115	9.53	25.00	150	115	636 ACSR
10	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	17.49	194.37	225	230	1200 ACAR
11	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.49	195.00	225	230	1200 ACAR
11	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	13.93	194.37	350	230	2X750 ACAR
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	13.93	195.00	350	230	2X750 ACAR
11	CHANGUINOLA	Chang230	GUASQUITAS	GUA-230	10.05	120.00	225	230	1200 ACAR
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	LAS GUÍAS ****	LGU-230	5.57	60.00	193	230	750 ACAR
13	LAS GUÍAS	LGU-230	CHORRERA ****	CHO-230	7.63	82.19	193	230	750 ACAR
14	SANTA RITA	SRITA-115	PANAMA 2	PA2-230	4.32	48.00	225	230	1200 ACAR
15	GUASQUITAS	GUA-230	FORTUNA	FOR-230	1.44	16.00	225	230	1200 ACAR
16	PANAMA 2 500	PA2-500	LLANO SANCHEZ 500	LLS-500	2.60	195.00	900	500	
17	LLANO SANCHEZ 500	LLS-500	GUASQUITAS 500	GUA-500	2.60	195.00	900	500	
18	PANAMA 2 500	PAN-500	GUASQUITAS 500	GUA-500	5.21	390.00	900	500	
	LINEAS DE DOBLE CIRCUITO								
1	GUASQUITAS	GUA-230	VELADERO	VEL-230	7.59	84.30	225	230	1200 ACAR
2	VELADERO	VEL-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	9.91	110.07	225	230	1200 ACAR
3	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.55	195.00	225	230	1200 ACAR
4	MATA DE NANCE	MDN-230	VELADERO	VEL-230	7.85	84.49	193	230	750 ACAR
5	LLANO SANCHEZ	LLS-230	CHORRERA	CHO-230	13.21	142.19	193	230	750 ACAR
6	CHORRERA	CHO-230	PANAMA	PAN-230	3.62	39.00	193	230	750 ACAR
7	PROGRESO	PRO-230	CONCEPCION	CON-230	2.51	27.00	193	230	750 ACAR
8	CONCEPCION	CON-230	MATA DE NANCE	MDN-230	2.51	27.00	193	230	750 ACAR
9	MATA DE NANCE	MDN-115	CALDERA	CAL-115	9.53	25.00	150	115	636 ACSR
10	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	17.49	194.37	225	230	1200 ACAR
11	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.49	195.00	225	230	1200 ACAR
11	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	13.93	194.37	350	230	2X750 ACAR
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	13.93	195.00	350	230	2X750 ACAR
11	CHANGUINOLA	Chang230	GUASQUITAS	GUA-230	10.05	120.00	225	230	1200 ACAR
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	LAS GUÍAS ****	LGU-230	5.57	60.00	193	230	750 ACAR
13	LAS GUÍAS	LGU-230	CHORRERA ****	CHO-230	7.63	82.19	193	230	750 ACAR
14	SANTA RITA	SRITA-230	PANAMA 2	PA2-230	4.32	48.00	225	230	1200 ACAR
15	PANAMA	PAN-230	PANAMA 2	PA2-230		12.94	350	230	636 ACSS
16	PANAMA	PAN-230	MATA DE NANCE	MDN-230		375.00	350	230	636 ACSS
17	MATA DE NANCE	MDN-230	PROGRESO	PRO-230		63.70	350	230	636 ACSS
	TRANSFORMADORES								
1	PANAMA 230	PAN-230	PANAMA 115	PAN-115	5.14		175	230	
2	PANAMA 230	PAN-230	PANAMA 115	PAN-115	2.57		350	230	
3	PANAMA2 230	PA2-230	PANAMA2 115	PA2-115	5.14		175	230	
4	PANAMA2 230	PA2-230	PANAMA2 115	PA2-115	2.57		350	230	
5	SANTA RITA 230	SRITA-230	SANTA RITA 115	SRITA-115	5.14		100	230	
6	PANAMA2 500	PA2-500	PANAMA2 230	PA2-230	11.17		450	500	
7	LLANO SANCHEZ 500	LLS-500	LLANO SANCHEZ 230	LLS-230	11.17		450	500	
8	GUASQUITAS 500	GUA-500	GUASQUITAS 230	GUA-230	11.17		450	500	

2.1.6 INFORMACIÓN PARA EL MODELO ENERGÉTICO

Se tomó la base de datos del SDDP[2], la cual incluye la información de la generación y demanda para tres escenarios definidos de acuerdo a lo mostrado en la tabla 2-8.

Tabla 2-8 Escenarios para el análisis energético

Caso	Nombre	Descripción
1	REGMHTCB11	Escenario de generación hidrotérmico y Carbón con proyección de demanda media
2	REGMHTCBEO11	Escenario de generación hidrotérmico con carbón y proyectos eólicos con proyección de demanda media
3	REGMHTTLA11	Escenario de generación hidrotérmico con carbón, gas natural y eólicos con proyección de demanda media

El modelo energético cuenta con la información necesaria para realizar el análisis de expansión en el horizonte 2011-2025, con resolución mensual para demandas máxima, media y mínima. Se tienen en cuenta los valores actualizados para los precios de los distintos tipos de combustible utilizados en los proyectos candidatos de expansión.

La demanda modelada corresponde a la definida en el numeral 2.1.1. Los proyectos de generación son los que aparecen en el numeral 2.1.2.

2.1.7 INFORMACIÓN DE DETALLE PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO

Se modela el sistema eléctrico para el año 2011 con un total de 252 barras, 133 líneas, 102 transformadores de dos devanados, 44 transformadores de tres devanados y 102 generadores. Para el año final del análisis eléctrico, 2020, se modela el sistema eléctrico con un total de 346 barras, 174 líneas, 154 transformadores de 2 devanados y 53 transformadores de 3 devanados, 172 generadores y 148 cargas. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación.

En el modelo de red se incluyen todas las barras de 230 KV, 115 KV, 44 KV y las barras de 34.5 KV de las principales subestaciones de ETESA en el interior del país: Chorrera, Llano Sánchez, Veladero, Guasquitas, Mata de Nance, Boquerón III, Caldera, Changuinola y Progreso.

[2] El Modelo de Planeamiento de la Operación Dual Estocástico (o en inglés, SDDP: Stochastic Dual Dynamic Programming), es un programa de optimización diseñado para calcular la política de operación óptima de sistemas hidrotérmicos. El modelo SDDP es un modelo muy utilizado en muchos países del mundo con bastante éxito ya que el algoritmo está diseñado para sistema hidrotérmicos como el Panameño cuyo despacho se define por la optimización de costos de producción.(http://www.psr-inc.com.br/sddp.asp)

Para los estudios de estabilidad los generadores se modelan con sus reguladores de velocidad, tensión y estabilizadores de potencia.

La información de detalle eléctrico fue utilizada para alimentar el modelo Power System Simulator for Engineering (PSS/E) el cual permite simular el estado estacionario y realizar simulaciones de confiabilidad. En el Anexo III-13 se describen las características de este modelo.

CAPÍTULO 3: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión de ETESA está conformado por líneas de 230 y 115 KV. La longitud total de líneas de 230 KV es de 883 Km. en líneas de doble circuito y 200 Km. en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 134.5 Km. y para líneas de circuito sencillo de 39.9 Km. La Tabla 3-1 a continuación presenta las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia.

Tabla 3-1 Líneas de Transmisión de ETESA

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA						
LÍNEAS	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO	LONG. (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	
					Normal	Cont.
LINEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	68.14	186.0	350.0
	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12.94	186.0	350.0
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	39.00	193.0	366.0
	230-3B,4B	CHORRERA - LL.SANCHEZ	1978	142.19	193.0	366.0
	230-5A,6A	LL.SANCHEZ - VELADERO	1978	109.36	193.0	366.0
	230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84.49	193.0	366.0
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37.50	193.0	366.0
	230-12,13	LL.SANCHEZ - PANAMA II	2006	195.00	225.0	450.0
	230-14,15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110.07	225.0	450.0
	230-16,17	GUASQUTAS - VELADERO	2004	84.30	225.0	450.0
		TOTAL		**882.99**		
		TOTAL x CIRCUITO		**1,765.98**		
CIRCUITO SENCILLO	230-9	MATA NANCE - PROGRESO	1986	54.00	193.0	366.0
	230-10	PROGRESO - FRONTERA	1986	9.70	193.0	366.0
	230-18	FORTUNA - GUASQUITAS	2003	16.00	225.0	450.0
	230-20A	FORTUNA - CAÑAZAS	2009	28.00	225.0	450.0
	230-20B	CAÑAZAS - CHANGUINOLA	2009	77.00	225.0	450.0
	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA	2011	15.00	225.0	450.0
		TOTAL		**199.70**		
		TOTAL x CIRCUITO		**1,965.68**		
LINEAS DE 115 DOBLE CIRCUITO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	150.0	175.0
	115-1B,2B	STA. RITA -B.L.MINAS	2004	6.20	150.0	175.0
	115-3A,B 4A,B	PANAMA - CHILIBRE - BLM	1972	55.70	93.0	175.0
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	93.0	175.0
		TOTAL		**133.50**		
		TOTAL x CIRCUITO		**267.00**		
CIRCUITO SENCILLO	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0.80	93.0	175.0
	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	93.0	175.0
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	93.0	175.0
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	93.0	175.0
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	93.0	175.0
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	2008	0.80	142.0	178.0
		TOTAL		**39.90**		
		TOTAL		**306.90**		

ETESA cuenta con un total de catorce subestaciones, dos de ellas seccionadoras a nivel de 115 KV: Cáceres y Santa Rita y dos seccionadoras a nivel de 230 KV: Guasquitas y Veladero. Posee diez subestaciones reductoras: Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera, Charco Azul y Changuinola.

El principal centro de carga está ubicado en el área metropolitana de la ciudad de Panamá, donde se concentra aproximadamente el 70% de la demanda del país. Para servir esta demanda, ETESA cuenta con dos subestaciones reductoras, Panamá y Panamá II y una subestación seccionadora, Cáceres. Estas subestaciones alimentan por medio de líneas de 115 KV, propiedad de las empresas distribuidoras, las subestaciones de distribución propiedad de la empresa EDEMET (Locería, Marañón, Centro Bancario y San Francisco) y de ENSA (Santa María, Monte Oscuro, Tinajitas, Cerro Viento, Tocumen y Chilibre).

Las demás subestaciones de ETESA alimentan áreas del interior del país, la subestación Chorrera alimenta el área de Panamá Occidente, la subestación Llano Sánchez alimenta el área de provincias centrales (Coclé, Los Santos, Herrera y Veraguas), las subestaciones Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera y Charco Azul alimentan el área de la provincia de Chiriquí y la subestación Changuinola alimenta a la provincia de Bocas del Toro (Changuinola, Almirante y Guabito).

La Tabla 3-2 a continuación presenta un detalle de las subestaciones reductoras de ETESA y la capacidad de transformación actual de cada una de ellas.

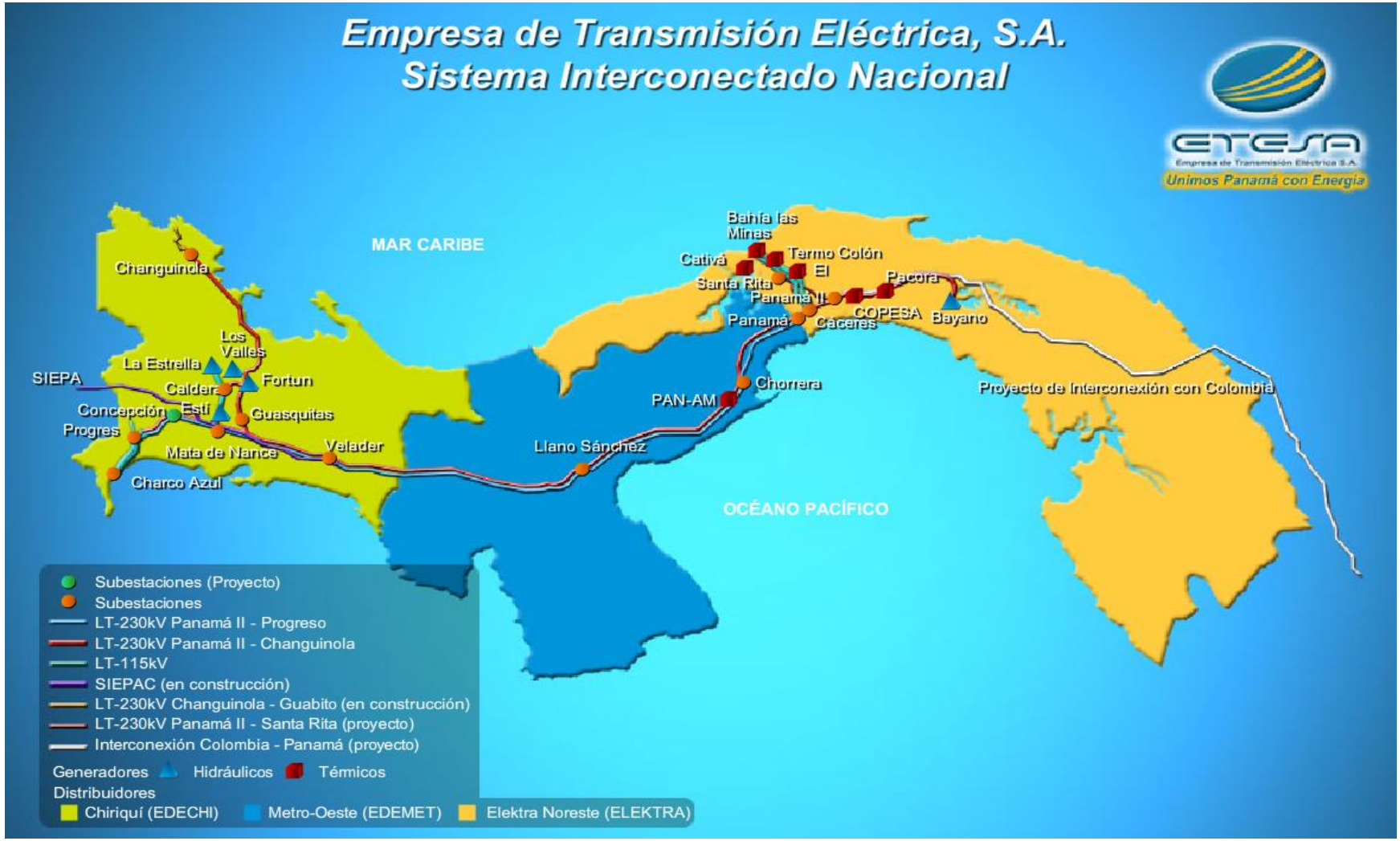
Tabla 3-2 Transformadores de ETESA

TRANSFORMADORES DE ETESA										
SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)			CAPACIDAD	ELEVADOR REDUCTOR	VOLTAJES (KV)			CONEXION
		OA	FA	FOA			ALTA	BAJA	TERCI.	
PANAMA 2	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
PANAMA 2	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
PANAMA	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
PANAMA	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
PANAMA	3	210	280	350	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
CHORRERA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
CHORRERA	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
LLANO SANCHEZ	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
LLANO SANCHEZ	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
MATA DE NANCE	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
MATA DE NANCE	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
MATA DE NANCE	3	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
PROGRESO	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
PROGRESO	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
CHARCO AZUL	1	18	24	24	OA/FA	REDUCTOR	115	4.16		EST/DEL
CHANGUINOLA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
CALDERA	1	37.5	50	62.5	OA/FA/FOA	REDUCTOR	115	34.5		EST/DEL
BOQUERÓN III	1	50	66.7	83.33	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.5	13.8	EST/EST/DEL
TOTAL		1,095.5	1,460.7	1,819.8						

Nota: uno de los transformadores de la subestación Chorrera tiene capacidad de 30/40/50/56 MVA.

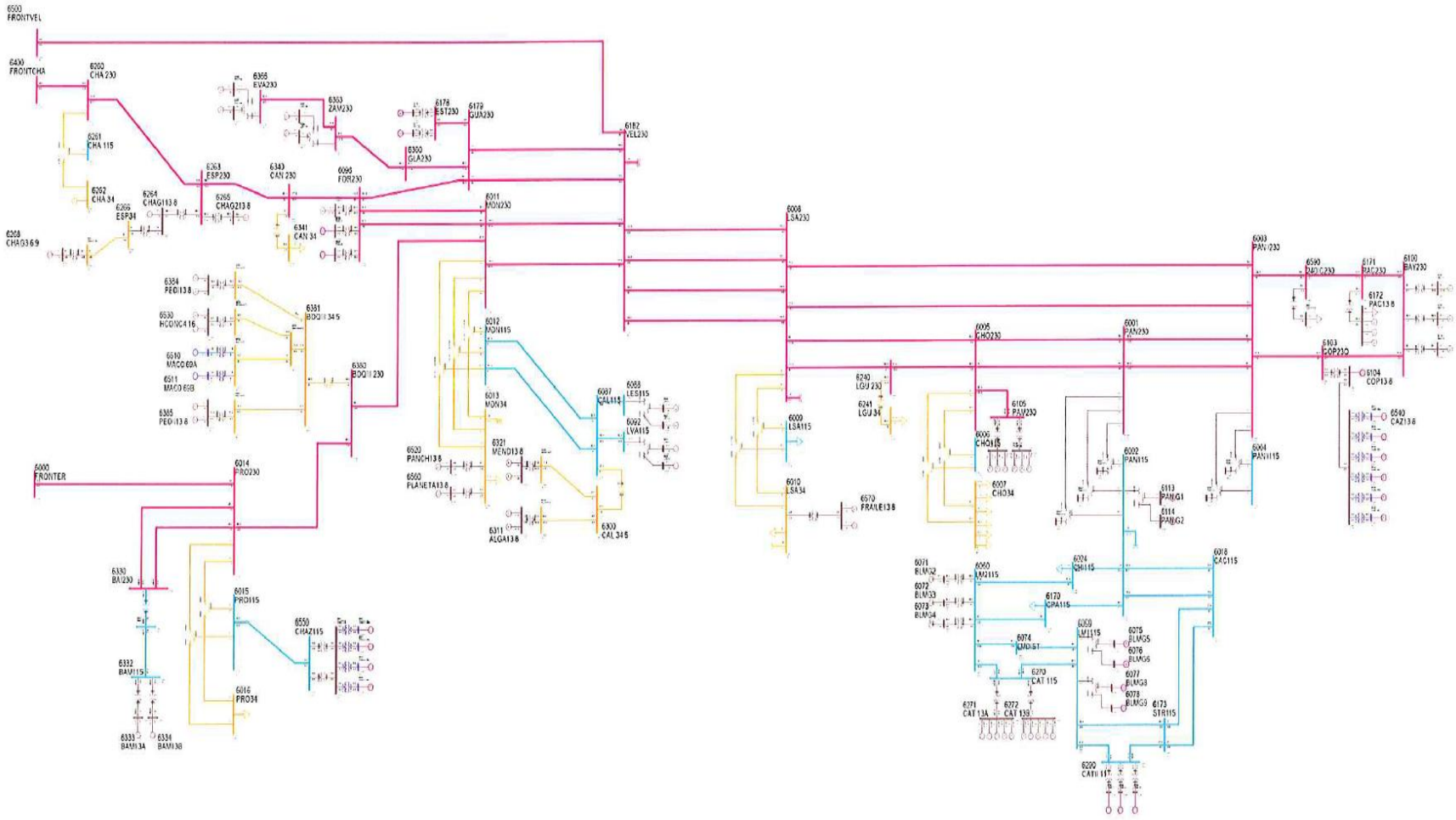
Para efectos de soporte de reactivo, el sistema cuenta con bancos de capacitores y reactores. El banco de capacitores se encuentra ubicado en la subestación Panamá, en el patio de 115 KV, con un total de 60 MVAR (4x15 MVAR). Los reactores se encuentran ubicados en las siguientes subestaciones: 80 MVAR en la subestación Llano Sánchez (60 MVAR en el patio de 230 KV (3x20 MVAR) y un banco de 20 MVAR en el patrio de 34.5 KV), 60 MVAR en la subestación Veladero 230 KV y 40 MVAR (2x20 MVAR) en el patio de 34.5 KV de la subestación Mata de Nance.

A continuación se presenta el diagrama unifilar simplificado del Sistema de Transmisión (Para el segundo semestre del presente año) y un mapa de Panamá mostrando la ubicación aproximada de las subestaciones de ETESA, el recorrido de las líneas de transmisión y ubicación de las distintas centrales de generación.


Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Sistema Interconectado Nacional
ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
Unimos Panamá con Energía
MAR CARIBE
OCÉANO PACÍFICO
Changuinola
Los Valles
La Estrella
SIEPA
Fortun
Calder
Concepción
Esti
Guasquitas
Progreso
Mata de Nance
Velader
Charco Azul
Llano Sánchez
PAN-AM
Chorrera
Panamá
Bahía las Minas
Cativá
Termo Colón
El Santa Rita
Panamá II
Pacora
COPESA
Cáceres
Bayano
Proyecto de Interconexión con Colombia
Subestaciones (Proyecto)
Subestaciones
LT-230kV Panamá II - Progreso
LT-230kV Panamá II - Changuinola
LT-115kV
SIEPAC (en construcción)
LT-230kV Changuinola - Guabito (en construcción)
LT-230kV Panamá II - Santa Rita (proyecto)
Interconexión Colombia - Panamá (proyecto)
Generadores Hidráulicos Térmicos
Distribuidores
Chiriquí (EDECHI) Metro-Oeste (EDEMET) Elektra Noreste (ELEKTRA)

Esquema Unifilar Simplificado del Sistema de Transmisión de Panamá

(Segundo Semestre del año 2011)



3.2 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

El esquema de control de emergencia utilizado en el sistema de transmisión es el de desligue de carga. Existen cuatro esquemas: baja frecuencia, bajo voltaje, pérdida de generación (Bayano) y pérdida del transformador T3 de S/E Panamá. En las Tablas 3-3 a 3-6 a continuación se presentan los valores actualmente utilizados en estos esquemas:

Tabla 3-3 Desconexión por Baja Frecuencia

ESCALÓN	FRECUENCIA (HZ)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)	PORCENTAJE (%)
1	59.30	EDEMET	MARAÑON	6-53	271.0	6.48	6.10	33.64	3.00%
		EDEMET	Arraiján	19-2	229.0	5.48	5.47		
		EDEMET	Arraiján	19-3	348.0	8.31	8.13		
		ENSA	Santa María	5-92	180.0	4.30	3.89		
		ENSA	Santa María	5-45	217.0	5.18	5.10		
		ENSA	TOCUMEN	TOC-2	217.0	5.18	4.95		
2	59.10	EDEMET	Locería	4-31	350.0	8.37	8.10	31.38	3.00%
		EDEMET	Locería	4-84	286.0	6.84	6.45		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-01	163.0	3.89	3.66		
		ENSA	CHILIBRE	7-59	121.0	2.88	2.82		
		ENSA	FRANCE FIELD	15-3	239.0	5.72	5.50		
		ENSA	FRANCE FIELD	15-4	205.0	4.90	4.85		
	58.90		PROGRESO	230-10					
3	58.75	EDEMET	Locería	4-85	103.0	2.45	2.28	31.81	3.00%
		EDEMET	Locería	4-81	267.0	6.39	6.12		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-02	146.0	3.48	3.34		
		EDEMET	El Tomo	16-11	315.0	7.54	7.42		
		ENSA	SANTA MARIA	5-94	221.0	5.29	5.11		
		ENSA	Tinajitas	TIN-4	275.0	6.58	6.17		
		ENSA	SANTA MARIA	5-36	60.0	1.45	1.37		
4	58.65	EDEMET	Locería	4-28	268.0	6.41	6.18	103.56	10.00%
		EDEMET	Locería	4-30	331.0	7.91	7.39		
		EDEMET	Locería	4-32	333.0	7.95	7.39		
		EDEMET	Locería	4-35	308.0	7.36	6.82		
		EDEMET	Locería	4-89	242.0	5.78	5.51		
		EDEMET	San Francisco	2-16	301.0	7.20	6.82		
		EDEMET	MARAÑON	6-54	343.0	8.19	7.65		
		EDEMET	El Tomo	16-14	341.0	8.15	8.09		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-03	226.0	5.39	5.08		
		ENSA	TOCUMEN	TOC-8	235.0	5.61	5.39		
		ENSA	TOCUMEN	TOC-3	156.0	9.49	9.00		
		ENSA	FRANCE FIELD	15-1	415.0	9.97	9.47		
		ENSA	CHILIBRE	7-60	100.0	2.38	2.34		
		ENSA	CERRO VIENTO	8-67	237.0	5.81	5.53		
		ENSA	FRANCE FIELD	15-19	212.0	5.07	4.76		
		ENSA	SANTA MARIA	5-42	272.0	6.51	6.14		
5	58.40	EDEMET	LOCERIA	4-83	160.0	3.82	3.60	31.17	3.00%
		EDEMET	Locería	4-80	277.0	6.63	6.18		
		EDEMET	San Francisco	2-03	396.0	9.46	8.98		
		ENSA	TOCUMEN	TOC-6	277.0	6.63	6.49		
		ENSA	SANTA MARIA	5-96	262.0	6.25	5.92		
TOTAL								231.56	22.00%

NOTAS: DATOS DE EDEMET ACTUALIZADOS AL 28 DE MAYO DE 2010.
DATOS DE ENSA ACTUALIZADOS AL 04 DE OCTUBRE DE 2010
LOS TIEMPOS DE DETECCIÓN DE LOS RELEVADORES ES DE 100 MILISEGUNDOS
LA INTERCONEXIÓN TIENE UMBRAL DE 1 SEGUNDO, DIRECCIONALIDAD DE FLUJO Y df/dt DE 300 mHz/seg.

Tabla 3-4 Desconexión por Bajo Voltaje

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJO VOLTAJE

Fecha de entrada en vigencia: 13 de diciembre de 2004

ETAPA	VOLTAJE (KV) (Ref. 115 KV)	TIEMPO DE DESCONEXIÓN CICLOS	APORTE REQUERIDO (MW)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	CARGA MW	CARGA MVAR
1	105	30	35	EDEMET	MARAÑÓN	6-47	6.04	2.01
						6-50	3.15	1.13
						6-51	6.56	2.43
						6-52	5.68	1.96
						6-55	3.09	1.26
						6-58	3.00	1.06
						6-60	8.03	3.13
						TOTAL	35.55	12.97
2	105	54	20	ENSA	CERRO VIENTO	8-61	2.46	0.74
						8-62	2.50	1.02
						8-63	5.38	1.82
						8-64	6.11	2.00
						8-65	5.39	1.52
						TOTAL	21.84	7.11
3	105	180	25	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-11	5.43	1.77
						2-15	6.67	2.22
						2-20	5.15	1.68
						2-22	8.88	2.63
						TOTAL	26.13	8.30
						GRAN TOTAL	83.52	28.38

NOTAS: DATOS DE EDEMET ACTUALIZADOS AL 28 DE MAYO DE 2010
DATOS DE ENSA ACTUALIZADOS AL 22 DE MAYO DE 2007

Tabla 3-5 Desconexión por Pérdida de Generación – Bayano

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PERDIDA DE GENERACIÓN - BAYANO

Fecha de entrada en vigencia: 26 de Julio de 2006

AGENTE	SUBESTACION	APORTE REQUERIDO (MW)	CIRCUITO	CARGA MW	CARGA MVAR
ENSA	MONTE OSCURO	40	3-101	5.71	1.71
			3-102	4.41	1.43
			3-103	1.67	0.71
			3-104	4.90	1.65
			3-105	5.87	1.92
			3-106	5.49	2.26
			3-107	6.37	2.61
			3-110	1.91	0.88
			3-111	6.63	1.97
TOTAL				**42.96**	**15.13**

NOTAS: DATOS DE ENSA ACTUALIZADOS AL 30 DE NOVIEMBRE DE 2006

Tabla 3-6 Desconexión por Pérdida del Transformador T3 de S/E Panamá

ESCALÓN	APORTE EXIGIDO (MW)	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)
1	20.00	San Francisco	2-05	335.0	8.00	7.66	26.85
		San Francisco	2-06	224.0	5.35	5.18	
		San Francisco	2-20	226.0	5.41	5.15	
		San Francisco	2-18	202.0	4.83	4.35	
		San Francisco	2-10	200.0	4.77	4.51	
2	40.00	Centro Bancario	CEB-08	300.0	7.18	6.64	36.27
		Centro Bancario	CEB-09	147.0	3.51	3.33	
		Centro Bancario	CEB-10	369.0	8.81	8.23	
		Centro Bancario	CEB-11	2.0	0.05	0.03	
		Centro Bancario	CEB-12	134.0	3.21	2.92	
		Centro Bancario	CEB-13	350.0	8.36	7.71	
		Centro Bancario	CEB-14	330.0	7.89	7.41	
3	50.00	Locería	4-28	268.0	6.41	6.18	51.79
		Locería	4-29	390.0	9.33	8.57	
		Locería	4-30	331.0	7.91	7.39	
		San Francisco	2-15	294.0	7.03	6.67	
		San Francisco	2-14	66.0	1.58	1.51	
		San Francisco	2-11	239.0	5.71	5.43	
		San Francisco	2-22	387.0	9.26	8.88	
		San Francisco	2-21	61.0	1.46	1.46	
		San Francisco	2-08	252.0	6.02	5.70	
4	50.00	Locería	4-31	371.0	8.87	8.10	51.21
		Locería	4-87	147.0	3.51	3.26	
		Locería	4-34	150.0	3.58	3.33	
		Locería	4-35	308.0	7.36	6.82	
		Locería	4-89	242.0	5.78	5.51	
		Locería	4-90	187.0	4.46	4.03	
		Locería	4-32	333.0	7.95	7.39	
		Locería	4-33	315.0	7.53	6.65	
		Locería	4-81	267.0	6.39	6.12	
5	50.00	Marañóm	6-53	271.0	6.48	6.10	50.96
		Marañóm	6-54	343.0	8.19	7.65	
		Marañóm	6-52	251.0	6.01	5.68	
		Locería	4-84	286.0	6.84	6.45	
		Locería	4-85	103.0	2.45	2.28	
		Locería	4-80	277.0	6.63	6.18	
		Locería	4-83	160.0	3.82	3.60	
		Locería	4-82	382.0	9.13	8.64	
		Marañóm	6-57	193.0	4.61	4.38	
TOTAL							217.08

CAPÍTULO 4: CRITERIOS TÉCNICOS

El Sistema Interconectado Nacional debe cumplir con las normas de calidad de servicio contenidas en el Título VI: Normas de Diseño del Sistema de Transmisión del "Reglamento de Transmisión".

NIVELES DE TENSIÓN

ESTADO ESTABLE

En condiciones de estado estable de operación, los prestadores del Servicio Público de Transmisión, deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión:

Nivel de Tensión	Vigencia de la norma:	
	Período 4 A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	Período 5 A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 5.0 %	± 5.0 %
230 kV	± 3.0 %	± 5.0 %

Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, los que prestan el Servicio de Transmisión deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión:

CONTINGENCIA

Nivel de Tensión	Vigencia de la norma:	
	Período 4 A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	Período 5 A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 7.0 %	± 7.0 %
230 kV	± 5.0 %	± 7.0 %

Se entiende por contingencia simple a aquellas fallas que afecten un solo elemento serie del Sistema Principal de Transmisión.

CRITERIO DE CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las capacidades de las líneas de transmisión deben cumplir con las normas publicadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) en el Reglamento de Operación, Tomo II, Manual de Operación y Mantenimiento.

MOM.1.38 Criterio de Cargabilidad Normal en líneas. Las líneas de transmisión no deberán operarse a más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema. Por criterios de seguridad de áreas o estabilidad, debidamente justificados con estudios de red, se podrá establecer un límite menor.

MOM.1.39 Criterio de Cargabilidad en emergencia en líneas. En condiciones de emergencia las líneas podrán ser sobrecargadas por periodos máximos de quince (15) minutos. Se permite que los conductores operen a una temperatura máxima de 90°C pero limitada a un tiempo total de 300 horas durante su vida útil.

CRITERIOS ADICIONALES

Adicionalmente se considerará, para los efectos del estudio, que los demás elementos del SIN cumplen con las premisas básicas de operación establecidas en el Capítulo VII.2: OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO, del REGLAMENTO DE TRASMISIÓN, esto es:

HORARIO	**Vigencia de la norma:**		
	Periodo 2 **A partir del 1 de enero de 2003 hasta el 30 de abril de 2005**	**Periodo 3** **A partir del 1 de mayo de 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006**	**Periodo 4** **A partir del 1 de enero de 2007**
Horas de Valle Nocturno de: 10:00 p.m. a 5:00 a.m.	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)
Resto del día	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.90(+)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)

Nota: 0.XX(-) indica un factor de potencia atrasado (inductivo).

0.YY(+) indica un factor de potencia adelantado (capacitivo).

Las empresas de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 KV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los

siguientes “valores tolerados” del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple:

Las empresas generadoras deberán operar sus centrales dentro de los límites fijados por sus curvas de capacidad, a los efectos de suministrar o absorber la potencia reactiva que resulte de una correcta y óptima operación del sistema eléctrico. Las empresas generadoras están obligadas a cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración.

b) Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos.

c) Mantener la tensión en barras que le solicite el Centro Nacional de Despacho, dentro de su zona de influencia de acuerdo a la normativa vigente.

d) El no cumplimiento de estas prestaciones significará la aplicación de un recargo de acuerdo a la metodología descrita en el presente Reglamento.

Se proponen entonces criterios básicos para la operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Para establecer estos criterios técnicos se ha tomado como referencia lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

Estado Estacionario

1. La tensión en barras, para cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para la empresas distribuidoras y grandes clientes, no debe ser inferior al 95%, ni superior a 105% del valor nominal de operación.
2. Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidora y grandes clientes, la tensión no debe ser inferior al 93%, ni superior a 107% del valor nominal de operación.
3. Con posterioridad a la ocurrencia de cualquier contingencia en el Sistema Principal de Transmisión, se deberá asegurar en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidora y grandes clientes, que la tensión no debe ser inferior al 85%, ni superior a 120% del valor nominal de operación, con una duración de un minuto contado a partir de la contingencia.
4. La tensión máxima permitida en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será de 1.15 p.u.
5. No se permiten sobrecargas en las líneas ni en los transformadores. La cargabilidad de los transformadores se determina por su capacidad máxima nominal en MVA.

Estabilidad

1. El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión; con despeje de la falla por operación normal (en interruptores de 230 KV 66 mseg, y en interruptores de 115 KV 150 mseg) de la protección principal.
2. Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 500 ms.
3. Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, las tensiones en las barras del Sistema de Transmisión deben estar en el rango de 0.93 a 1.07 p.u.
4. Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema, deberán ser amortiguadas.
5. No se permiten valores de frecuencia inferiores a 58.0 Hz ni mayores a 62 Hz durante los eventos transitorios. La consideración de 58.0 Hz se debe a que las Maquinas Térmicas del SIN están configuradas en este valor.
6. En caso de contingencia en una de las líneas, se permite la sobrecarga en las demás líneas del sistema hasta 20 minutos para permitir redespacho que alivie estas sobrecargas.
7. Al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores, el cambio de la tensión en el transitorio, deberá ser inferior a 5% de la tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación.
8. La generación o absorción de potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente hasta un máximo de 30 segundos de ocurrida la contingencia. El objetivo es evitar sobrecargas sostenidas que puedan sacar de operación las unidades de generación.

CAPÍTULO 5: METODOLOGÍA

La metodología para obtener el cronograma de expansión del sistema de transmisión Panameño se fundamenta en la utilización sistemática de cuatro herramientas computacionales:

1. El modelo de optimización de expansión de generación OPTGEN/SDDP
2. El modelo de despacho hidrotérmico estocástico SDDP.
3. El modelo para planificación de redes de transmisión NETPLAN-OPTNET.
4. El modelo de análisis de sistemas eléctricos de potencia PSS/E

El primer paso de la metodología es obtener un plan de generación optimizado de mínimo costo para poder cumplir con los requerimientos de demandas a lo largo del periodo de análisis; para esto se utiliza el modelo OPTGEN/SDDP. El segundo paso para evaluación de la expansión es obtener un conjunto representativo de escenarios de generación que abarque tanto los generadores hidroeléctricos, como también los térmicos. Para cumplir con este paso se utiliza el modelo de despacho SDDP (modelo actualmente utilizado para evaluación de la planificación de la operación del sistema) modelando la demanda en nodo único, es decir, desconsiderando – para efecto del cálculo del despacho – las restricciones del sistema de transmisión. Como resultado, se obtiene un conjunto representativo de despachos de los generadores que se dice ideal respecto a la red de transmisión, pues sería el despacho que se utilizaría si el sistema de transmisión no impone ninguna restricción.

En el tercer paso se considera el sistema de transmisión y los despachos “ideales” que se produjeron en el paso anterior. Por lo tanto, se utiliza el modelo de planificación de redes de transmisión (NETPLAN-OPTNET) tomando en consideración la red existente, como también las modificaciones de carácter obligatorio (corto plazo). Este es el paso principal de la metodología pues es en donde se determina efectivamente el plan de expansión de largo plazo.

En el cuarto paso, la metodología para evaluación de los circuitos y equipos cuya entrada en operación se supone necesaria, es decir, que están indicados en el plan de expansión de largo plazo, consiste en hacer un análisis del sistema de transmisión para verificar si existen violaciones importantes. Para tal verificación se utiliza el modelo de análisis de redes PSS/E. Para este paso, se debe tomar en consideración las fallas seleccionadas de los circuitos de ETESA para garantizar que el sistema de transmisión resultante esté protegido contra las contingencias de estos circuitos.

Finalmente, el quinto paso, consiste en evaluar el valor esperado del costo operativo considerando el plan de expansión resultante del paso anterior y, de esta forma, obtener los beneficios asociados a las inversiones definidas en el paso anterior. Para la evaluación del valor esperado de costo operativo se utiliza el modelo de despacho SDDP, sin embargo, ahora se modela la red de transmisión. Además de los beneficios del plan de expansión conjunto, también se calculan los beneficios asociados a cada nuevo proyecto de expansión, justificando o no, su construcción.

La figura a continuación presenta un resumen de la metodología utilizada para la evaluación de la expansión del sistema de transmisión.

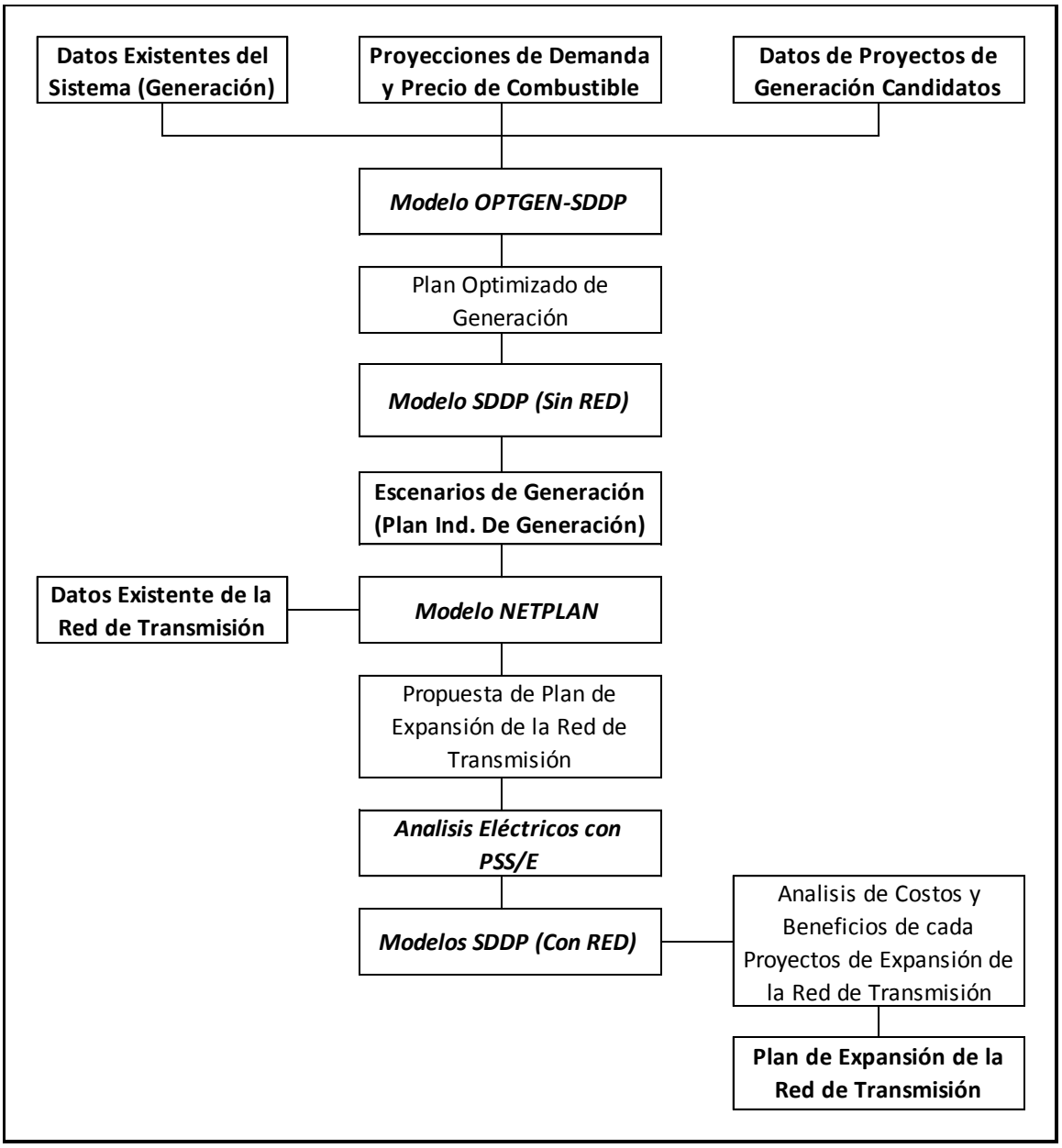


Figura 5.1: Metodología para los Estudios de Largo Plazo

CAPÍTULO 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

Se realizaron los análisis del sistema de transmisión de corto plazo, años 2011 – 2014 para los tres (3) escenarios de generación obtenidos en el Plan Indicativo de Generación. Los escenarios REGMHTCB11, REGMHTCBEO11 y REGMHTTLA11 son prácticamente iguales en este periodo, por lo que los resultados que se presentan a continuación son para todos los escenarios. Se considera en estos análisis los proyectos que deben entrar en operación en el corto plazo. De igual forma, se consideran las bases de datos actualizadas de los sistemas eléctricos de los países del Mercado Eléctrico Regional (MER).

6.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2011

6.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2011, se considera el sistema del año actual, con la entrada en operación de los siguientes proyectos:

Año	Mes	Proyecto	MW	MW
2011	Mar	Lorena	33.80	411
	Mar	Los Planetas 1	4.50	
	Abr	BLM (Conversión Carbón)	120*	
	Abr	Pedregalito	20.00	
	Jul	Bajo de Mina	56.00	
	Ago	Chan I	222.46	
	Sep	Pedregalito 2	13.00	
	Sep	Prudencia	56.00	
	Dic	El Fraile	5.47	

* Esto corresponde a cambio de tecnología de unidades de vapor utilizando carbón en vez de Bunker, no proporciona capacidad instalada adicional.

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- Subestación Boquerón III 230/34.5 KV
- Subestación El Higo (Las Guías) 230/34.5 KV conexión temporal (Tap)
- Repotenciación de las líneas de 230 KV Panamá – Panamá II

6.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.1.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los resultados mostrados en el Anexo III-3. Como se puede observar, el nivel de tensión se encuentra dentro de los límites permitidos y no existen sobrecargas, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

6.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2011, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Llano Sánchez – Panamá II, Panamá – Panamá II, Llano Sánchez – Veladero, Mata de Nance – Veladero, Boquerón - Mata de Nance, y Las Minas 2 - Chilibre (115 KV) las cuales fueron consideradas las más críticas del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo III-3, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

6.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 de estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo III-14 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

6.1.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.

6.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2012

6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2012, se considera el sistema del año anterior, el 2011, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que se muestran en la tabla a continuación:

Año	Mes	Proyecto	MW	MW
2012	Mar	Baitún	88.70	159
	Abr	La Huaca	5.05	
	May	Las Perlas Norte	10.00	
	Jun	Gualaca	25.20	
	Jun	Las Perlas Sur	10.00	
	Jun	Mendre 2	8.00	
	Nov	Cochea	12.50	

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- Segundo circuito Guasquitas - Changuinola 230 KV.
- Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez.
- Banco de Capacitores de 120 MVAR en S/E Panamá II.
- Adición del autotransformador T3 en S/E Chorrera. 230/115/34.5 KV, 60/80/100 MVA.
- Adición del autotransformador T3 en S/E Llano Sánchez 230/115 KV, 60/80/100 MVA.
- Reemplazo de autotransformador T2 en la S/E Mata de Nance 230/115/34.5 KV
- Adición del autotransformador T4 230/115 KV S/E Panamá, 210/280/350 MVA.

6.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.2.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los resultados para el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima mostrados en el Anexo III-3. Como se puede observar, el nivel de tensión se encuentra dentro de los límites permitidos y no existen sobrecargas, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

6.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2012, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Mata de Nance – Concepción, Mata de Nance – Veladero, Panamá – Panamá II, Llano Sánchez – Panamá II, Panamá – Cemento Panamá (115 KV), Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Caldera (115 KV), los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV del sistema se

presentan en el Anexo III-3, en el que se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

6.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo III-14 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

6.2.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.

6.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2013

6.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2013, se considera el sistema del año anterior, el 2012, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos y eólicos que se muestran en la tabla a continuación:

Año	Mes	Proyecto	MW	MW
2013	Ene	Bajos de Totuma	5.00	440
	Ene	Caldera	4.00	
	Ene	Eólico I	150.00	
	Feb	RP - 490	9.95	
	May	Bajo Frío	56.00	
	May	Monte lirio	51.65	
	May	Pando	32.00	
	Jun	Terra4 - Tizingal	4.64	
	Jul	El Síndigo	10.00	
	Ago	San Andrés	9.00	
	Oct	Remigio Rojas	8.60	
	Dic	Bonyic	31.30	
	Dic	El Alto	68.00	

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- Adición de transformador T2 en la S/E Boquerón III 230/34.5 KV.
- Línea doble circuito 230 KV Santa Rita – Panamá II (operada inicialmente en 115 KV)
- Repotenciación de las líneas Guasquitas – Veladero - Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (líneas 230-12,13,14,15,16,17).
- Repotenciación de las líneas Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera - Panamá 230 KV.
- Repotenciación de las líneas Mata de Nance – Boquerón III – Progreso - Frontera 230 KV.

6.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.3.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los niveles de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como para demanda mínima, como se puede observar en el Anexo III-3. Como se puede observar, los niveles de tensión en las diferentes barras del sistema se encuentran dentro de los límites permitidos, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

6.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2012, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Mata de Nance – Veladero, Guasquitas – Veladero, Llano Sánchez – Panamá II, Panamá – Panamá II y Mata de Nance – Caldera en 115, puesto que estas contingencias son consideradas las más críticas del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo III-3, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

6.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo III-14 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

6.3.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.

6.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2014

6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2014, se considera el sistema del año anterior, el 2013, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que se muestran en la tabla a continuación:

Año	Mes	Proyecto	MW	MW
2014	Ene	Cañazas	5.94	148
	Ene	La Laguna	9.30	
	Ene	Las Cruces	9.17	
	Ene	Los Estrechos	10.00	
	Ene	Ojo de agua	6.46	
	Ene	San Bartolo	15.25	
	Abr	Santa Maria 82	25.60	
	Ago	Los Planetas 2	3.73	
	Ago	San Lorenzo	8.40	
	Dic	Burica	50.00	
	Dic	Potrerillos	4.17	

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- SVC +300 MVAR en la S/E Llano Sánchez 230 KV.

- Nueva S/E San Bartolo 230/34.5 KV.
- Subestación El Higo (Las Guías) conexión final.

6.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.4.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los niveles de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como para demanda mínima, como se puede observar en el Anexo III-3. Como se puede observar, los niveles de tensión en las diferentes barras del sistema se encuentran dentro de los límites permitidos, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

6.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2013, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Mata de Nance – Veladero, Panamá – Panamá II, Mata de Nance – Concepción, Llano Sánchez – Panamá II, Mata de Nance – Caldera (115 KV) y San Bartolo - Llano Sánchez, puesto que estas contingencias son consideradas las más críticas del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo III-3, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

6.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo III-14 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

6.4.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.

6.5 NIVELES DE CORTOCIRCUITO

En el Anexo III-4 se presentan los niveles de cortocircuito, tanto trifásico como monofásico, en las distintas barras de 230 y 115 KV de ETESA. A continuación, se presenta una tabla con la capacidad interruptiva de los interruptores de las diferentes subestaciones de ETESA, para los distintos niveles de tensión.

INTERRUPTORES DE POTENCIA				
CAPACIDAD INTERRUPTIVA EN KA				
SUBESTACIONES	NIVEL DE VOLTAJE EN KV			
	230	115	34.5	13.8
PANAMÁ	40	31.5		23
PANAMÁ II	31.5	20		40
CÁCERES		40		
SANTA RITA		40		
CHORRERA	40		25	
LLANO SÁNCHEZ	31.5	40	25	
LLANO SÁNCHEZ (AMPLIACIÓN)	40			
VELADERO	40			
GUASQUITAS	40			
MATA DE NANCE	40	25	40	
CALDERA		25	20	
PROGRESO	31.5	40	12	
CHARCO AZUL		30		
CHANGUINOLA	31.5		20	
BOQUERÓN III	31.5		20	

Como se puede observar comparando este cuadro con los niveles de falla del Anexo III-4, la capacidad interruptiva en las subestaciones de ETESA es superior a los niveles de falla en estas.

CAPÍTULO 7: PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Los proyectos identificados en el corto plazo, 2011 – 2014, son los que ya fueron aprobados en planes de expansión anteriores (PESIN 2010), muchos de los cuales se encuentran en ejecución o próximos a iniciar, los cuales se presentan a continuación.

1. Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV

Debido al aumento de la capacidad instalada en el área de Colón con las centrales Térmica Cativá (87 MW), El Giral (50 MW) y Termo Colón (150 MW), además de la entrada en operación de la central térmica Bahía Las Minas utilizando carbón, es necesario reforzar el sistema de transmisión procedente desde la provincia de Colón, Subestación Santa Rita hasta la Subestación Panamá II.

Este refuerzo consiste en lo siguientes:

LINEAS

Línea de 230 KV Santa Rita – Panamá II (tramo de línea desde el Río Chagres hasta Panamá II) operada inicialmente en 115 KV
Cantidad de circuitos: 2
Longitud: 27 Km.
Conductor: 1200 ACAR
Capacidad: 150 MVA (normal) 250 MVA (contingencia) operando a 115 KV
225 MVA (normal) 450 MVA (contingencia) operando a 230 KV

Línea de 115 KV Santa Rita – Cáceres (tramo de línea desde el Río Chagres hasta Santa Rita)
Cantidad de circuitos: 2
Longitud: 21 Km.
Conductor: 636 ACSR
Capacidad: 150 MVA (normal) 175 MVA (contingencia)

SUBESTACIONES

También será necesaria la ampliación de las subestaciones Santa Rita 115 KV y Panamá II 115 KV

Subestación

Santa Rita: adición de dos naves de dos interruptores de 115 KV
Panamá II 115 KV: adición de dos interruptores de 115 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

COSTOS

Línea:

Inicio de construcción: octubre de 2011
Inicio de Operación: enero de 2013
Inversión: Chagres – Panamá II y Chagres – Santa Rita: B/. 13,786,000

Subestaciones:

Inicio de Construcción: octubre de 2011
Inicio de Operación: diciembre de 2012
Inversión: S/E Panamá II: B/. 2,458,000
S/E Santa Rita: B/. 4,634,000
TOTAL: B/. 7,092,000

Gran Total: B/. 20,878,000

2. Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV

Debido al aumento de la capacidad instalada del proyecto Changuinola 1, de 158 MW a 223 MW por AES Changuinola, además de la futura entrada en operación del Proyecto Bonyic, con 30 MW, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión proveniente desde Changuinola.

En el Plan de Expansión de Generación, el proyecto hidroeléctrico Changuinola 1, aparece en todos los escenarios de generación con una capacidad instalada de 223 MW, al igual que el proyecto Bonyic, con 30 MW. Para su conexión al sistema y de manera que se garanticen los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo, es necesaria la ampliación del sistema de transmisión entre las subestaciones Changuinola, Fortuna y Guasquitas 230 KV.

Las adiciones necesarias son las siguientes:

LINEAS

Línea de 230 KV Changuinola – Guasquitas
Cantidad de circuitos: 1
Longitud: 121 Km.
Conductor: 750 y 1200 ACAR
Capacidad: 225 MVA (normal) 366 MVA (contingencia)
Nota: La condición de diseño de esta línea es a 75°C en operación normal.

Este proyecto utilizará las torres de las líneas Guasquitas – Fortuna y Fortuna – Changuinola, las cuales son para doble circuito, pero inicialmente con un solo circuito montado, por lo que

este proyecto implica el montaje del segundo circuito entre las subestaciones Changuinola – Fortuna y Fortuna - Guasquitas.

Cabe mencionar que esta línea no entra en la subestación Fortuna, sino que la rodea y continúa hacia Changuinola.

SUBESTACIONES

También será necesaria la ampliación de las subestaciones Changuinola y Guasquitas:

Subestación:

Changuinola: adición de una nave de dos interruptores 230 KV
Guasquitas: adición de una nave de dos interruptores 230 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

COSTOS

Línea:

Inicio de Construcción: diciembre de 2010
Inicio de Operación: enero de 2012
Inversión: Changuinola – Guasquitas: B/. 7,359,000

Subestaciones:

Inicio de Construcción: diciembre de 2010
Inicio de Operación: enero de 2012
Inversión: S/E Changuinola: B/. 2,588,000
S/E Guasquitas: B/. 3,023,000
TOTAL: B/. 5,611,000

Gran Total: B/. 12,970,000

3. Banco de Capacitores S/E Panamá II

De acuerdo al Plan Indicativo de Generación 2011, en el período 2011 – 2014 entrarían en operación 1008 MW de proyectos hidroeléctricos en su gran mayoría, todos ellos ubicados en el occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro). Esto trae como consecuencia que para la época de invierno, en la cual se despacharían al máximo todas la centrales hidro se necesitaría soporte de reactivo en el sistema, especialmente en el área de la ciudad capital de Panamá y Colón, donde se encuentra aproximadamente el 70% de la carga. Con este propósito, los análisis han determinado que es necesaria la incorporación al sistema de 120 MVAR de capacitores en la Subestación Panamá II conectados al patio de 115 KV.

Inicio de Construcción: marzo de 2011
Inicio de Operación: marzo de 2012

Inversión: B/. 5,047,000

4. Banco de Capacitores S/E Llano Sánchez

El crecimiento de la demanda obliga al aumento del soporte de reactivo en las áreas de mayor concentración de carga del sistema, como lo es el área de la ciudad de Panamá, con el fin de mantener los niveles de tensión en la red de transmisión dentro de los valores establecidos en las Normas de Calidad. En este Plan de Expansión se determina que es necesario considerar la adición de un banco de capacitores de 90 MVAR (3 bancos de 30 MVAR c/u) en el patio de 230 KV de la S/E Llano Sánchez.

Las obras necesarias para la conexión de este banco de capacitores en estas subestaciones son las siguientes:

Patio de 230 KV: 90 MVAR de compensación capacitiva mediante 3 bancos de 30 MVAR, se incluyen tres interruptores, uno para cada banco y todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de este banco.

Inicio de Construcción: marzo de 2011
Inicio de Operación: marzo de 2012

Inversión: B/. 5,711,000

5. Repotenciación Líneas Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez - Panamá II

Para que el sistema de transmisión proveniente del occidente del país pueda transportar la generación de las plantas hidro identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de Generación para la época de estación lluviosa del año 2013, en la cual se considera que han entrado en operación un total de 1010 MW, se tendrá que hacer una repotenciación a por lo menos 350 MW por circuito a estas líneas. Para esto se tendrá que revisar el diseño de estas líneas para permitir que los conductores operen en condiciones normales a aproximadamente 75ºC, para lo cual será necesario aumentar la altura de los mismos. Se ha estimado que el costo de esta repotenciación es de aproximadamente B/. 8,320,000 el cual incluye *retensado del conductor y la posible adición de estructuras adicionales en las líneas para la elevación de los conductores*. Esta repotenciación debe estar en operación para octubre de 2013. Esta repotenciación se refiera a las líneas 230-12,13,14,15,16,17.

Inicio del Proyecto: enero de 2011
Inicio de Operación: octubre de 2013

Inversión: B/. 8,320,000

6. Repotenciación Líneas Panamá – Panamá II, MDN – VEL – LLS – CHO – PAN y MDN - PRO - FRO

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2011 – 2014, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, mostrado en la siguiente tabla, se tendría un incremento de proyectos hidro de 1,008 MW, que sumado a los 621 MW existentes daría un total de 1,629 MW de generación hidro, la mayoría de estos de pasada o filo de agua.

Año	Incremento de Capacidad Hidro (MW) en el Occidente del País
2010	621.0 (existentes)
2011	411.0
2012	159.0
2013	290.0
2014	148.0
Total	**1,629.0**

Debido a que las líneas de transmisión actuales que provienen del occidente del país solo tienen capacidad para un total de 836 MW, es necesario aumentar la capacidad de transmisión de las mismas. En el Capítulo 9, se presentarán las alternativas evaluadas para solucionar la situación planteada, la cual ya fue explicada en detalle en los "Antecedentes al plan de Transmisión" al inicio del presente tomo.

De las alternativas de expansión consideradas, se determinó que la mejor opción es repotenciar estas líneas cambiándoles el conductor por un conductor de alta temperatura de operación, el cual puede operar en forma continua hasta a 200°C y puede llegar hasta 240°C para condiciones de emergencia. Esta repotenciación se refiere a las líneas 230-1C, 2B, 3A, 4A, 3B, 4B, 5A, 6A, 5B, 6B, 9, 10.

Línea Panamá – Panamá II

Inicio de Construcción: diciembre de 2010
Inicio de Operación: agosto de 2011

Inversión: B/. 1,659,000

Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera

Inicio del Proyecto: enero de 2011
Inicio de Operación: octubre de 2013

Inversión: B/. 3,860,000

Línea Mata de Nance – Veladero - Llano Sánchez – Chorrera - Panamá

Inicio del Proyecto: enero de 2011
Inicio de Operación: octubre de 2013

Inversión: B/. 52,902,000

Total de Repotenciación: B/. 58,421,000

7. Adición e Instalación de Transformador T4 S/E Panamá

Debido al aumento de carga del área metropolitana y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá es necesaria la adición de un cuarto transformador de iguales características al T3 existente, 230/115 KV, 210/280/350 MVA en esta subestación.

Esto Implica la ampliación de los patios de 230 y 115 KV de la subestación mediante dos naves de dos interruptores para la conexión del transformador, además de todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo.

Inicio del Proyecto: septiembre de 2011
Inicio de Operación: Septiembre de 2012

Inversión: B/. 8,112,000[3]

8. SVC Llano Sánchez

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos a incorporarse al sistema en los próximos años (2011 – 2014), por un total de 1008 MW, es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva del sistema para cumplir con los niveles de tensión establecidos por el Reglamento de Transmisión, tanto para condiciones normales de operación como contingencia y en análisis dinámico del sistema (estabilidad transitoria). Para esto, se determinó necesaria la adición de un SVC de +300 MVAR en la barra de 230 KV de la S/E Llano Sánchez, para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad del sistema ante fallas en líneas de transmisión. El costo estimado de este equipo es el siguiente:

[3] Costo incluye adición e instalación, repartidos de la siguiente manera: B/. 4,882,000 para adición y B/. 3,230,000 para la instalación del transformador.

COSTO

Inicio del Proyecto: enero de 2012
Inicio de Operación: julio de 2014

Inversión: B/. 23,845,000

9. Refuerzo S/E El Higo (Las Guías) 2do cto.

Debido a la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos del nuevo escenario incluido en el Plan Indicativo de Generación y el incremento de carga en el área occidental de la Provincia de Panamá, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Llano Sánchez y Chorrera con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de su limites de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. En este caso, el segundo circuito Llano Sánchez – Chorrera (230-3B) se secciona en la S/E El Higo (Las Guías), quedando de esta manera dos circuitos Llano Sánchez – El Higo – Chorrera en 230 KV.

En este sentido, es necesario realizar la ampliación de la S/E El Higo mediante la adición de una nave de tres interruptores 230 KV.

En esta subestación se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

COSTOS

Inicio del Proyecto: Julio de 2012
Inicio de Operación: enero de 2013

Inversión: B/. 3,310,000 (incluye el seccionamiento de la línea)

CAPÍTULO 8: ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

El Reglamento de Transmisión establece en su Artículo 114 que los valores de factor de potencia de los distribuidores y grandes clientes en su punto de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión, a partir del 1 de enero de 2007 debe ser de 0.9(-) a 0.98(-) para valle nocturno (10:00 pm a 5:00 am) y de 0.97(-) a 1.00(-) para el resto del día. Los análisis eléctricos realizados en este informe han tomado en cuenta lo establecido en este artículo.

Los resultados de los estudios eléctricos para el período 2015 – 2020 para los distintos escenarios de generación del Plan indicativo de Generación se explican a continuación. El detalle de estos resultados se pueden apreciar en el Anexo III-3 “Análisis de Flujo de Potencia con Centroamérica“ y el Anexo III-5 “Análisis de Estabilidad Transitoria con Centroamérica”.

Todos los análisis realizados para todos los escenarios de generación se hicieron con intercambio entre Centroamérica y Panamá, de acuerdo a los resultados obtenidos de los análisis del SDDP para el bloque de punta (demanda máxima) del Plan Indicativo de Generación.

Todos estos resultados se aprecian en el Anexo III-3.

8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2015

8.1.1 ESCENARIOS REGMHTCB11, REGMHTCBEO11 y REGMHTTLA11

Para el año 2015 estos escenarios son prácticamente iguales por lo que tienen el mismo análisis y resultados.

ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2015. Para estos análisis del sistema actual se consideraron los escenarios de demanda máxima y mínima de invierno y verano. Para este año, se considera que ya están en operación los proyectos de transmisión identificados en el corto plazo (2011 – 2014), indicados en la Tabla 1.1. Se considera la adición del segundo circuito en S/E Antón seccionando el circuito 230-12 (Llano Sánchez – Panamá II) En cuanto a generación se considera que para este año entran en operación los proyectos identificado en el Plan Indicativo de Generación.

OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima, se encuentran dentro del límite permisible, por lo que el sistema opera dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

OPERACION EN CONTINGENCIA

Para este escenario, para el año 2015 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos, Frontera – Progreso, Mata de Nance – Caldera (115-16), Llano Sánchez – Veladero (230-15), Llano Sánchez – San Bartolo (230-4A), Llano Sánchez – Antón (230-3B), los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo III-3 donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV.

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en las líneas antes mencionadas, con apertura en 4 ciclos de la línea de transmisión. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 de resultados de estabilidad.

8.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2017

8.2.1 ESCENARIOS REGMHTCB11, REGMHTCBEO11 y REGMHTTLA11

Para el año 2017 estos escenarios son prácticamente iguales por lo tienen los mismos análisis y resultados.

ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2017. Para estos análisis se consideraron los escenarios de demanda máxima y mínima de invierno y verano. Se considera que entran en operación los proyectos identificados en el corto plazo (2011 – 2014) más los identificados hasta el año 2015. En el 2017 se adiciona un SVC en las Subestación Panamá II con capacidad máxima de +300 MVAR y una nueva línea de transmisión de Llano Sánchez - Panamá II con un circuito inicialmente y dos conductores por fase, con una capacidad superior a 400 MVA en estado de operación normal (un solo circuito inicialmente). También se encuentra en operación el tercer transformador en S/E Panamá II. En cuanto a generación se considera los proyectos que para este año entran en operación identificados en el Plan Indicativo de Generación 2011.

OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima, se encuentran dentro del límite permisible, por lo que el sistema opera dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

OPERACION EN CONTINGENCIA

Para este escenario, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitosMata de Nance – Caldera (115-16), Llano Sánchez – Veladero (230-15), Llano Sánchez – San Bartolo (230-4A), Llano Sánchez – Antón (230-3B) y Llano Sánchez – Barro Blanco (230-A1), los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV y 115 KV se pueden observar en el Anexo III-3 donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 o 115 KV.

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en las líneas antes mencionadas, con apertura en 4 ciclos de la línea de transmisión. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 de resultados de estabilidad.

8.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2020

8.3.1 ESCENARIOS REGMHTCB11, REGMHTCBEO11 y REGMHTTLA11

Para el año 2020 estos escenarios son prácticamente iguales por lo que tienen los mismos análisis y resultados.

ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2020. Para estos análisis se consideraron los escenarios de demanda máxima y mínima de invierno y verano. Para este año, se considera que entran en operación los proyectos identificados en el corto plazo (2011 – 2014) más los identificados hasta el año 2017, con la entrada en operación de futuras plantas térmicas de carbón. Se considera que la línea Santa Rita – Panamá II operada inicialmente en 115 KV se eleva a nivel de tensión de 230 KV. En cuanto a generación, se considera que para este año entran en operación las centrales identificadas en el Plan Indicativo de Generación 2011.

OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima, se encuentran dentro del límite permisible, por lo que el sistema opera dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

OPERACION EN CONTINGENCIA

Para este escenario, para el año 2020, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Panamá – Panamá II (230-1C), Llano Sánchez – Veladero (230-15), Llano Sánchez – San Bartolo (230-4A), Llano Sánchez – Barro Blanco (230-A1), Guasquitas .- Gualaca (230-22) y en 115 KV Caldera – Mata de Nance (115-16), las cuales son consideradas las más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo III-3 donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV.

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en las líneas antes mencionadas, con apertura en 4 ciclos de la línea de transmisión. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 de resultados de estabilidad.

8.4 ANÁLISIS CON COLOMBIA

Se realizaron análisis de flujos de potencia, estabilidad transitoria y corto circuito para los años 2015, 2017 y 2020 con la incorporación de la interconexión con Colombia a partir del año 2015. Los intercambios considerados con Colombia estuvieron basados en los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas con el SDDP, los cuales se muestran a continuación:

Intercambios con Colombia					
Año	Intercambio	Verano		Invierno	
		Max.	Min.	Max.	Min.
2015	Col > Pan	296	279	238	127
	Pan > CR	273	214	295	225
2017	Col > Pan	234	193	154	85
	Pan > CR	245	165	249	123
2020	Col > Pan	204	224	104	27
	Pan > CR	234	126	280	90

Considerando la Alternativa de Expansión No. 1 enunciada en el Capitulo 9 siguiente, los resultados indican que no es necesario ningún refuerzo adicional a los ya identificados, para el caso sin la interconexión. Esto se debe a que al llegar directamente a la Subestación Panamá II la potencia proveniente de Colombia, se descargan las líneas provenientes del occidente del país.

Todos los resultados de estas simulaciones se pueden observar en los Anexos III-6, III-7 y III-8.

CAPÍTULO 9: RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA Y SELECCIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

La expansión de la red a corto y largo plazo del PESIN 2011-2025, se plantea en dos planes alternativos, para satisfacer el escenario de generación nacional con mayor opción de realización, caracterizados ambos por la preferencia a la fuente hidroeléctrica, al crecimiento medio del precio de los combustibles y con exportación al MER.[4] Para lo cual se utiliza la metodología descrita en el PESIN, que contempla en cada uno de las variantes de expansión, una serie de proyectos específicos, para satisfacer dentro del país, el transporte del flujo eléctrico en las mejores condiciones para el sistema.

El escenario de generación con mayor opción de realización entre los casos analizados en el Plan Indicativo de Generación (PEGIN) 2011-2025, es el denominado como el Caso REGMHTCB11. O sea, el Caso Hidrotérmico de Demanda Media, Con Carbón, que al igual que años anteriores considera una gran componente de proyectos hidroeléctricos, el desarrollo de generación térmica con base en el carbón e incorpora como novedad la inserción de un proyecto eólico, en el periodo firme.[5]

Este escenario incorpora en el mediano plazo proyectos térmicos con carbón y la introducción al sistema nacional del combustible gas natural a partir del año 2015, sin contemplar restricciones de tamaño de las instalaciones y/o límites máximos de montos de inversión. De acuerdo al PEGIN 2011, es el escenario de generación analizado de menor costo total de inversión y operación, con una alta probabilidad de implementación.

Evidentemente, los planes alternativos de expansión de la red, que se definieron para satisfacer este escenario de generación, contemplan diversas opciones de obras de transmisión, que a su vez afectan las decisiones de expansión de generación, en contrario al caso base o de referencia en el cual no se incluye expansión alguna de largo plazo. Solo se realizan las obras de transmisión ya planteadas, en el corto plazo que ya fueron aprobados en los planes de expansión anteriores (PESIN 2008 al PESIN 2010). De estos proyectos, algunos se encuentran en ejecución y el resto próximos a iniciar.

Como resultado de los análisis de la transmisión futura de la energía eléctrica, para el periodo 2011-2025, se identificaron nuevos proyectos de transmisión que se deberán implementar, de inmediato, con el fin de optimizar la red. Dada la reciente aceleración de la demanda del sistema, la cual registro parámetros de 8.4% y 5.9%, asociado a incrementos de la demanda global de la energía de 5.6% y 8.19%, respectivamente en los años 2009 y 2010.

[4] No se considera en este análisis, el escenario con la interconexión eléctrica con Colombia.

[5] Proyecto eólico, con implementación en el corto plazo, con contrato de ejecución con ASEP y con viabilidad de conexión al sistema, aprobada por ETESA.

En consideración a lo ajustado del tiempo de respuesta, que requiere el incremento de la demanda y de la localización de la oferta, se analizaron y evaluaron técnicamente, dos cronogramas alternativos de expansión de la red. Los cuales tienen la capacidad de transportar toda la oferta de generación del equipamiento hidroeléctrico nuevo y existente desde el oriente del país, al centro de carga nacional, zona metropolitana al este del país, cumpliendo las normas de calidad establecidas en el Reglamento de Transmisión con el menor costo posible. Los esquemas de expansión propuestos, son producto de la optimización de la red, con el modelo de planeamiento Power System Simulator for Engineer PSS/E.

Las dos alternativas consideradas son caracterizadas principalmente por la opción de re-potenciamiento del eje principal de transporte de la Red actual, en conjunto con la incorporación de equipos de compensación,[6] que permitan un mejor manejo de los flujos. Con el fin de analizar el reforzamiento de la red en plazos menores a los previstos en los PESIN's anteriores.

Estas opciones de re-potenciamiento del actual eje principal del sistema de transmisión, tomadas por ETESA, son consecuentes con la dificultad, sobrecostos y alargamientos de los periodos de construcción de posibles alternativas basadas en la implementación de nuevas L/T, paralelas al actual eje principal de transporte nacional, dadas las recientes experiencias en la adquisición de los correspondientes derechos de paso.

El análisis y selección económica – financiera de la mejor alternativa de transporte, se evalúa por medio de un análisis de costo beneficio, en que los beneficios deben superar significativamente los costos de implementación y operación de la nueva red. Por consiguiente, la tarea consiste en seleccionar la alternativa de transmisión, que minimiza el costo de generación y transporte de la energía que se requiere para satisfacer la demanda pronosticada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el periodo de análisis del PESIN 2011 -2025.[7]

[6] ***Static Var Compensation*** (SVC)

[7] Utilizando los factores descontados en un solo momento del tiempo, por convención se acepta que sea el momento, cero (inicio del plan, el primero de enero del año 2011.)

9.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PLAN DE EXPANSIÓN

La metodología utilizada en la evaluación económica del plan de expansión de la transmisión a corto y largo plazo, consiste en calcular el valor presente asociado a las inversiones proyectadas en los respectivos cronogramas de inversión, y compararlos contra el valor asociado de los beneficios energéticos de la implementación del plan. De acuerdo a los criterios de decisión de Valor Actual Neto VAN y de la Razón Beneficio Costo (RBC), en donde:

$$VAN_i = VPN_{BENEF} - VPN_{COST} \qquad RBC = VPN_{BENEF} / VPN_{COST}$$

Dado el caso, que las obras a realizar en el corto plazo estaban en ejecución o eran de obligante cumplimiento, de acuerdo a los PESIN's aprobados en los últimos años (2007-2010). Las obras de transmisión en este periodo, eran las mismas para todas las variantes de expansión y solo existían diferencias para el largo plazo.

Por lo cual, en los anteriores planes de expansión se evaluó por separado, las obras del corto y de largo plazo. En el caso del corto plazo, se consideraban las obras ya justificadas por los planes precedentes, y por consiguiente solo se comparaban entre sí, los flujos de beneficios netos de las diversas variantes en el largo plazo.

Desde el PESIN 2008-2022, se mantiene como política energética el aprovechamiento máximo del potencial hidroeléctrico. Por lo cual se tiene la inserción de una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos de diversa capacidades y distribuidos en toda el área occidental del país. Lo que en conjunto del fuerte incremento de la demanda eléctrica en el futuro inmediato, implica la consideración de algunas modificaciones al sistema de transmisión dentro del periodo de corto plazo. En el que se han de demandar nuevas inversiones, en el llamado *"periodo firme"* (primeros cuatro años del periodo de análisis), lo que implica evaluar los presentes escenarios como planes alternativos de expansión, en la que se incluyen las respectivas opciones de corto y largo plazo.

9.1.1 Calculo de los Beneficios del Plan de Expansión de Largo Plazo

La metodología para evaluar los beneficios asociados a los planes de expansión de costo mínimo, que se derivan de los respectivos cronogramas de las alternativas en análisis, consisten en contabilizar no solo el monto de las inversiones requeridas, sino se deben agregar los ahorros generados por cada alternativa o escenario de expansión planteado, en términos del valor esperado del costo operativo total y de los posibles costos de falla generados al sistema de transmisión nacional.

Para evaluar el costo operativo esperado, el procedimiento se fundamenta en la utilización del modelo de despacho hidrotérmico, con restricciones de red de transmisión (SDDP), modelo que se utiliza para la planificación operativa del sistema Panameño.

Los parámetros básicos utilizados para la evaluación del costo operativo bajo el modelo SDDP se ilustran en la Tabla 9.1 a continuación.

Tabla 9.1: Parámetros básicos utilizados para evaluación del costo operativo.

Descripción	Valor
Sistema	Panamá
Objetivo del Estudio	Politica Operativa
Tipo de Estudio	Aislado
Tamaño de la Etapa	Meses
Caudales	Series sinteticas
Programa de Mantenimiento	Representado
Configuracion	Dinamica
Representacion de la Red Eléctrica	Completa
Fecha Inicial	Enero de 2011
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	50
Número de Discretaciones	25
Numero de Bloques de Demanda	5
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12
Costo de Deficit (US $ / MWh)	1,850.00

Por consiguiente, los beneficios de cualquier variante de Plan de expansión de la Red, son los ahorros derivados de las diferencias de costos operativos generados por el SDDP, o sea los costos operativos resultantes del transporte con las alternativas de expansión de la red actual versus la operación de la misma sin modificaciones.

9.1.2 Calculo del Valor Presente de las Inversiones

Los costos económicos del plan de expansión resultan de valorar las inversiones respectivas a valor presente. Considerando, que la inversión de los proyectos asociado a los respectivos planes se paga anualmente, se obtienen los cronogramas de inversiones de los planes de pagos anuales o cronograma de pagos, que amerita cada escenario (valores expresados en miles de dólares):

De inmediato, Para cada proyecto se crea una tabla con la siguiente información:

a) El tiempo de vida útil (en años),
b) El número de pagos, que coincide con el horizonte de análisis (2011-2025)
c) El valor presente del costo anual de inversión que coincide con el horizonte de análisis (2011-2025);
d) El número de pagos residual, es decir, el número de pagos anuales después del horizonte de planificación;
e) El valor presente, referido a enero de 2026, del valor residual de los pagos de la inversión anual de cada proyecto después del final de horizonte de planificación;
f) El valor presente, calculado en enero de 2011, del anterior monto, correspondiente al valor residual de las inversiones.

Por lo cual, en primeras instancias el valor presente neto asociado a las inversiones de largo plazo del escenario respectivo es igual al valor presente de los pagos aplicados, durante el periodo de análisis 2011 - 2025. Pero para obtener el valor presente neto real de las inversiones, se debe disminuir el valor presente residual de las inversiones, al monto aplicado. Simbólicamente se representa estas valoraciones, por medio de las siguientes ecuaciones, de modo que el valor presente neto de las inversiones o costos incurridos de los planes es:

$$VPN_{COSTOS} = VPN_{PAGOS} - VPN_{RESIDUAL}$$

En síntesis la evaluación económica del PESIN, se realiza por medio de comparar los beneficios del plan, -consistentes en los ahorros derivados por la operación de la red con las mejoras del sistema de transmisión versus la operación con el estado alcanzado por la red actual- con los montos de inversión respectivos de cada variante de expansión.

9.2 EVALUACION DE ALTERNATIVAS

Para efecto del cálculo de los beneficios asociados a las alternativas del plan de expansión, versus los costos incurridos, se muestran primero los resultados de las simulaciones del modelo de despacho SDDP, sin considerar modificaciones al estado actual de la red de transmisión, con el fin de establecer la línea base.

En segundo lugar se calculan los costos operativos resultantes de las simulaciones de operación que contemplan, la implementación de las variantes de expansión de la Red, propuestas y analizadas como opciones de desarrollo probables de la Red.

En este punto es necesario, que se destaque que la sumatoria de los beneficios, valorados de cada opción de desarrollo de la Red, no toma en cuenta los beneficios económicos indirectos de la expansión. Como son los beneficios asociados a la reducción de las emisiones de gases (CO2, SOX, etc.) que se producen como subproducto del proceso de producción de energía eléctrica en centrales térmicas, especialmente las centrales que utilizan como combustible el Carbón (BLM Carbón, y CB250a). Ni tampoco otro beneficio económico indirecto importante, como es el efecto en la balanza nacional de pagos al reducir la factura internacional de combustibles, correspondiente en su totalidad a volúmenes importados, por recursos locales, como en nuestro caso es la fuerza hidráulica de nuestros ríos.

9.2.1 SIMULACIÓN SIN CONSIDERAR EXPANSIÓN DE LA RED

En esta simulación, solo se consideran inversiones de corto plazo aprobadas en los PESIN 2007-2010, que comprometen a ETESA a su ejecución, obras que se encuentran a la fecha en construcción o que el proceso de diseño, negociación e implementación pendiente se cubren aproximadamente hasta el año 2013.

Por lo general, no implican inversiones de alta magnitud en obras o financiamiento del propuesto sistema de transmisión nacional, que por nuevas condiciones no favorables del entorno financiero local y global, o de situaciones extremas no contempladas en los planes originales, puedan promover la postergación parcial o total de estas inversiones, aunque estén contempladas dentro del periodo firme o de corto plazo.

En la siguiente Tabla 9.3, se detallan las inversiones correspondientes a las obras comprometidas, en el corto plazo, que en este caso particular caracteriza al sistema sin expansión de la Red, Caso de Referencia.

Tabla 9.2: Cronograma de inversión del sistema de transmisión de Corto Plazo
Caso Sin Expansión de transmisión

No. PROYECTOS	FECHA DE ENTRADA DEL PROYECTO	PROYECTOS DE EXPANSION ORIGEN NOMBRE	PROYECTOS DE EXPANSION DESTINO NOMBRE	PROYECTOS DE EXPANSION OBSERVACION GENERAL	VIDA UTIL	COSTO INVERSION (10^6 $) AÑO 2010	COSTO ANUALIZADO (10^3 $)
1	01/01/2013	SRT-115	PA2-115	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13.79	1,711.44
2	01/01/2013	SRT-115	SRT-115	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA	30	4.76	591.05
3	01/01/2013	PA2-115	PA2-1115	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	30	2.53	313.59
4	01/02/2012	GUA-230	CHAN -230	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	8.42	1,045.04
5	01/02/2012	CHAN -230	CHAN-230	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	30	2.84	352.26
6	01/02/2012	GUA-230	GUA-230	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	30	3.25	403.34
7	01/04/2012	PA2-230	PA2-230	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	5.46	730.98
8	01/04/2012	LLS-230	LLS-230	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	6.20	829.78
9	01/10/2011	PAN-230	PRO - 230	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	1.88	233.14
10	01/01/2013	PAN-230	PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-4	30	8.11	1,007.05
11	01/01/2013	LGU - 230	LGU - 230	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)	30	3.31	410.92
MONTO TOTAL DE LA INVERSION						**60.54**	

A efectos de demostrar la metodología de evaluación seguida en este análisis se describen a continuación, los elementos correspondientes a este listado y las siguientes tablas de trabajo.

De la Tabla 9.2, se listan las inversiones de los 11 proyectos de obras comprometidos, en el corto plazo, la columna 2 indica la fecha estimada de entrada en operación, la columna 5 identifica el nombre o denominación de la obra, la columna 6 se ilustra el periodo de vida útil estandarizado para cada línea de transmisión, transformador o equipo auxiliar que pertenece al programa de inversiones. El costo total de inversión (en millones de dólares) se ilustra en la columna 7, mientras que el costo anualizado de cada proyecto (considerando la vida útil y una tasa de descuento de 12% se ilustra en la última columna).

A continuación se presenta el cálculo del valor presente asociado al cronograma de inversión de la Tabla 9.2. Considerando el monto de inversión de los proyectos de expansión, se obtiene el siguiente cronograma de pagos (valores expresados en miles de dólares). Ver en la página siguiente, la Tabla 9.3.

La primera columna de la Tabla 9.3, muestra el número de proyectos, que comprenden el escenario analizado. La segunda columna identifica los proyectos listados en orden de entrada en operación.8 Las columnas subsiguientes ilustran el repago anual de la inversión dentro del horizonte del programa de inversiones (años 2011-2025). Las últimas tres columnas muestran respectivamente el monto total de repago, el valor presente de cada sub proyecto al año de entrada en operación de los proyectos y su valor a enero del 2011.

Por ejemplo, el monto total de inversión directa de las obras comprometidas en el caso base es de 60.54 millones de dólares, mientras a valor presente de las

8

En concordancia con el listado de la Tabla 9.3

Tabla 9.3: Cronograma de pagos asociado al Caso Base o Referencia Sin Expansión del Sistema de Transmisión.

No.	IDENTIFICACION	No. PAGOS 1 ene-11	2 ene-12	3 ene-13	4 ene-14	5 ene-15	6 ene-16	7 ene-17	8 ene-18	9 ene-19	10 ene-20	11 ene-21	12 ene-22	13 ene-23	14 ene-24	15 ene-25	PAGO TOTAL CORRIENTE	VALOR PRESENTE Ene-200$_i$	VALOR PRESENTE Ene-2011
1	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2			1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	22,248.78	**$11,179.96**	**$8,909.83**
2	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA			591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	7,683.62	**$3,861.00**	**$3,077.01**
3	Adc. Nave 115 kV PANAMA II			313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	4,076.63	**$2,048.50**	**$1,632.54**
4	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2		957.95	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	14,543.49	**$6,953.25**	**$5,541.37**
5	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA		322.90	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	4,902.25	**$2,343.77**	**$1,867.86**
6	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS		369.73	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	5,613.19	**$2,683.67**	**$2,138.74**
7	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II		548.23	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	10,050.95	**$4,741.78**	**$3,778.95**
8	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ		622.34	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	11,409.48	**$5,382.70**	**$4,289.73**
9	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	58.29	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	3,263.99	**$1,438.46**	**$1,146.38**
10	S/E PANAMA ADICION T-4			1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	13,091.69	**$6,578.55**	**$5,242.75**
11	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)			410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	5,341.90	**$2,684.29**	**$2,139.24**
	TOTAL DE PAGOS ANUALES	58.29	3,054.30	7,628.59	7,628.59	7,628.59	7,628.59	7,628.59	7,628.59	7,628.59	7,628.59	7,628.59	7,628.59	7,628.59	7,628.59	7,628.59	102,225.97	$49,895.93	$39,764.38

Tabla 9.4: Cálculo del valor presente al Caso Base o Referencia Sin Expansión del Sistema de Transmisión.

	PROYECTO	VIDA UTIL	PAGOS APLICADOS Cant.	VALOR PRESENTE ENE-2011 10³ $	PAGOS PENDIENTES Cant.	VALOR SALVADO ENE-2026 10³ $	VALOR SALVADO ENE-2011 10³ $
1	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13	8,909.83	17	$12,182.92	$2,223.01
2	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA	30	13	3,077.01	17	$4,207.37	$767.72
3	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	30	13	1,632.54	17	$2,232.27	$407.32
4	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	14	5,541.37	16	$7,145.00	$1,303.75
5	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	30	14	1,867.86	16	$2,408.40	$439.46
6	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	30	14	2,138.74	16	$2,757.68	$503.19
7	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	14	3,778.95	6	$2,817.25	$514.06
8	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	14	4,289.73	6	$3,198.04	$583.54
9	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	14	1,146.38	16	$1,606.54	$293.15
10	S/E PANAMA ADICION T-4	30	13	5,242.75	17	$7,168.71	$1,308.07
12	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)	30	13	2,139.24	17	$2,925.10	$533.74
				39,764.38		48,649.29	8,877.01

inversiones incurridas, al horizonte del análisis es por 39.8 millones de dólares de enero del 2011.

De la Tabla 9.4, la primera columna identifica los proyectos del Caso en análisis. Subsiguientemente, para cada proyecto se ilustra:

a) El tiempo de vida útil (en años), el número de pagos que coincide con el horizonte de análisis (2011-2025) – por ejemplo, el sub-proyecto Nº 1, L/T 115 kV SRT- PMA 750 ACAR que entra en operación en Enero del 2013 tendría 13 pagos anuales de 2013 a 2025;para un pago total corriente de 22, 249 miles de dólares.
b) El valor presente del costo anual de inversión coincide con el horizonte de análisis (2011-2025); siguiendo el ejemplo, el valor presente de la L/T 115 kV SRT-PMA, al año 2013 es de 11,179 miles de dólares y a precios del 2011 es de 8,909 miles de dólares (viene de la Tabla 9.4).
c) El número de pagos residual, es decir, el número de pagos anuales después del horizonte de planificación; del ejemplo la L/T 115 kV SRT-PMA, tiene pendiente 17 pagos anuales. (columna 6, Tabla 9.5)
d) El valor presente, referido a enero de 2025, del valor residual de los pagos de la inversión anual de cada proyecto después del final de horizonte de planificación; del proyecto ejemplo tenemos que la L/T 115 SRT-PMA, tiene un valor residual presente de 12,183 miles de dólares a inicios del año 2026. (ver columna 7)
e) El valor presente, calculado a enero de 2011, del valor residual de las inversiones. En el caso del proyecto del ejemplo la L/T 115 kV SRT-PMA, tiene un valor residual de 2,223 miles de dólares en enero del 2010.(ver columna 8)
f) Sumariamente, el sub proyecto de transmisión L/T 115 kV SRT-PMA, tiene un valor real de inversión incurrida o insumida de 6,613.7 miles de dólares a precios del año 2011.

Resumiendo, el Caso Base tiene 11 proyectos aprobados por los PESIN anteriores, proyectos que se encuentran en procesos de adquisición y/o implementación. El monto de inversión directa comprometido es de 60.5 millones de dólares. Como gasto o inversión aplicada durante el periodo 2011-2025, tenemos un monto aproximado de 40 millones en dólares de 2011, el cual se detalla en la Tabla 9.4.[9]

De las Tablas 9.4 y 9.5 se determina el monto real de la inversión incurrida se estima el valor de salvamento de los proyectos en aproximadamente 9 millones de dólares, con lo cual el gasto real incurrido en inversión es de aproximadamente 31 millones de dólares, para el caso de referencia.

[9] El monto de inversión aplicado, corresponde a la sumatoria de pagos de los proyectos, a valor presente durante el periodo de análisis, años 2011 - 2025

.

Tabla 9.5: Cálculo del Valor Real del Plan de Expansión– Caso Base Caso sin Expansión del Sistema de Transmisión.

Tasa de Descuento		12%
Monto de Inversion a ene-2011		39,764.38
Valor de Salvamento a ene-2011		8,877.01
Inversion Real a ene -2011		30,887.37

Simulación operativa del sistema de expansión de Red – Caso Base

El valor esperado del costo operativo es equivalente a la suma de los gastos esperados con combustibles y costo de racionamiento, para el suministro de la demanda durante el horizonte de planificación, de 2011 hasta 2025. Se ilustra en la tabla a continuación, – Tabla 9.6

Tabla 9.6: Valor esperado del costo operativo (total) y estadísticas – Caso sin Expansión de Transmisión

Costo Operativo (10^3 $)	Desviación Standard (10^3 $)	Costo Minimo (10^3 $)	Costo Maximo (10^3 $)
9,832,212.15	122,783.48	9,549,262.28	10,192,993.04

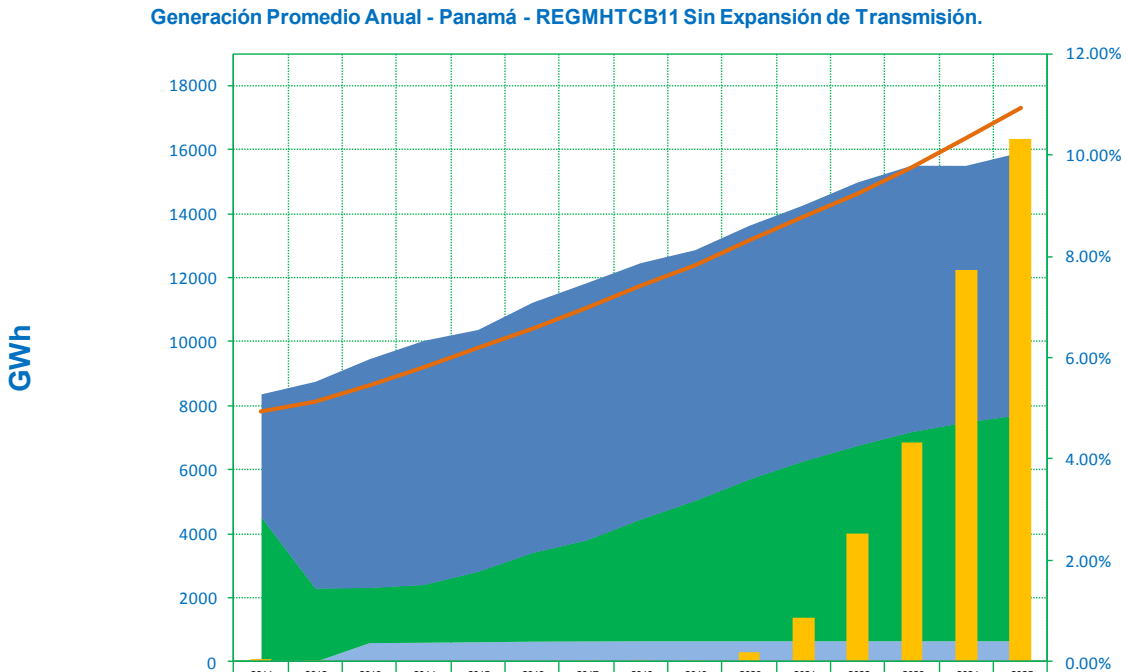
Por lo tanto, el valor esperado de aproximadamente US$ 9,832 millones corresponde al promedio de costo operativo del sistema – sobre los 50 escenarios de generación considerados – de utilizar la red actual con las restricciones y congestiones de flujos, ocasionadas por no expansionar el sistema. Este monto corresponde al valor presente (valorado a precios del año 2011) de los gastos en combustibles y racionamiento durante el horizonte de planificación.

El valor presente de costo operativo mínimo, sobre los 50 escenarios, es de US$9,549 millones, mientras que el valor esperado máximo es de US$ 10,192 millones. La estadística de costos operativos presenta una desviación estándar de cerca de US$ 123 millones.

Descripción Grafica de la Red Sin Expansión

Para efectos comparativos con las alternativas de expansión, a continuación se ilustra el padrón de generación anual, del sistema de transmisión actual, sin expansión en la Figura 1. En que se observa que la componente hidroeléctrica aumenta significativamente respecto a la generación térmica al año 2012, pasando de un 46 a un 74% de generación del sistema. Consecuente con la entrada en operación de la hidroeléctrica Chan I. A partir de ese año, gracias a las restricciones de la transmisión, la componente hidroeléctrica reduce su participación a lo largo del periodo de análisis 2013-2025, hasta una participación de 52% en el año 2011.

En esta figura, también se verifica el racionamiento esperado, significativo a partir de año 2021, como se evidencia gráficamente, consecuente con las restricciones y congestiones de una red sin expansión.



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Hidroeléctrica	3844.59	6463.98	7148.35	7626.01	7556.25	7817.55	8033.95	8008.10	7834.07	7927.16	7998.16	8229.53	8321.79	8017.34	8196.19
Generación Termoeléctrica	4518.61	2294.93	1729.24	1812.89	2206.50	2774.34	3163.19	3809.88	4386.75	5055.34	5622.62	6104.01	6535.47	6834.88	7067.25
Generación eólica	0.00	0.00	586.95	596.27	612.54	630.34	636.45	642.31	642.37	643.06	643.48	644.92	644.70	645.16	644.30
Deficit	0.04%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.02%	0.18%	0.87%	2.54%	4.32%	7.73%	10.30%
Demanda	7813.3	8119.2	8651.8	9203.5	9791.4	10398	11033	11719	12385	13167	13891	14648	15461	16374	17302

Figura 9.1: Generación promedia anual – Panamá – Caso sin Expansión Transmisión.

Con respecto a los efectos en los costos marginales de la demanda promedio del sistema, para el caso que no considera expansión en el largo plazo, se observa en la Figura 9.2, una reducción significativa de los valores de costo marginal de demanda para el corto plazo, 2011-2014 (resultado afectado por la entrada en operación de las nuevas centrales hidroeléctricas). En cambio se muestra un aumento paulatino, a medida que las restricciones de la red impiden el traslado de energía hidroeléctrica al centro de carga nacional, la ciudad de Panamá. Energía demandada, que deberá de ser suministrada, por el plantel térmico localizado en la costa atlántica, hasta la capacidad total de la configuración de red del sistema.

Valores que están afectados directamente por las restricciones y congestiones de red, que la creciente demanda y la nueva generación impactan en una red de transmisión, sin modificaciones. Tal es el caso que ya en el año 2023, la oferta es superada por la demanda en el periodo final de análisis, años 2023-2025.

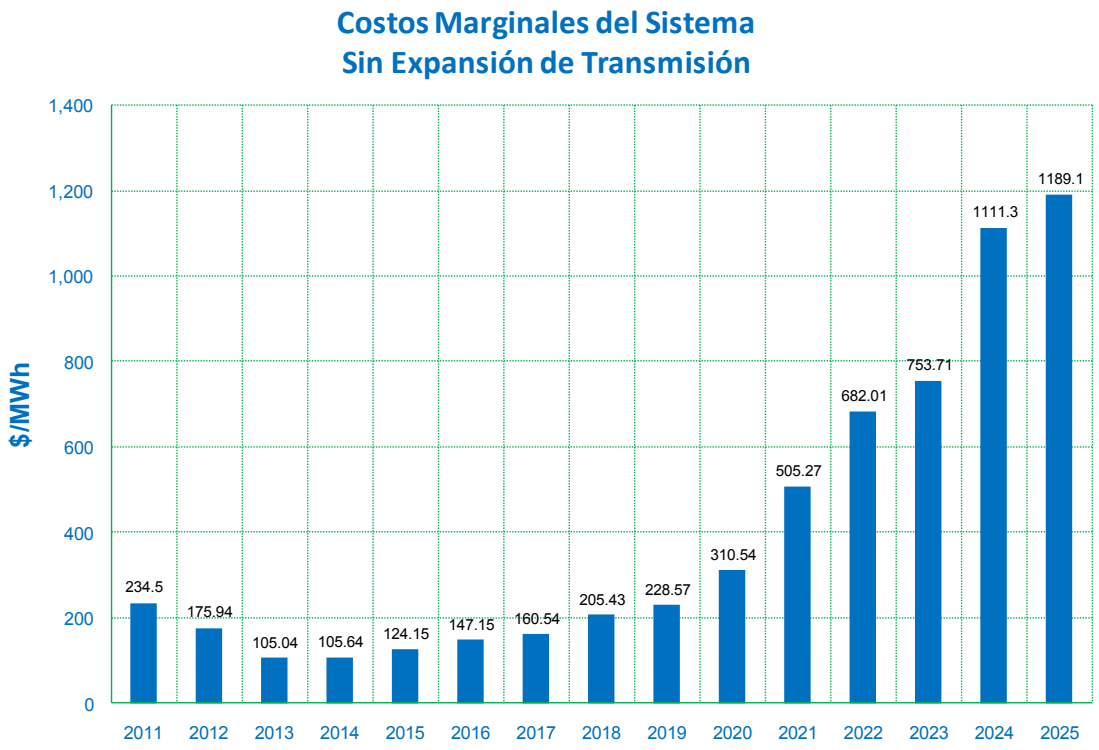


Figura 9.2: Costo Marginal de Demanda – Panamá – Caso Base Sin Expansión de la Red de Transmisión

En la siguiente Figura 9.3, se ilustra para el caso sin la expansión de largo plazo, los valores promedios observados para el costo marginal por barra del sistema de transmisión. Se observa que los valores aumentan significativamente para los años después de 2020, indicando una degradación creciente del sistema de transporte.

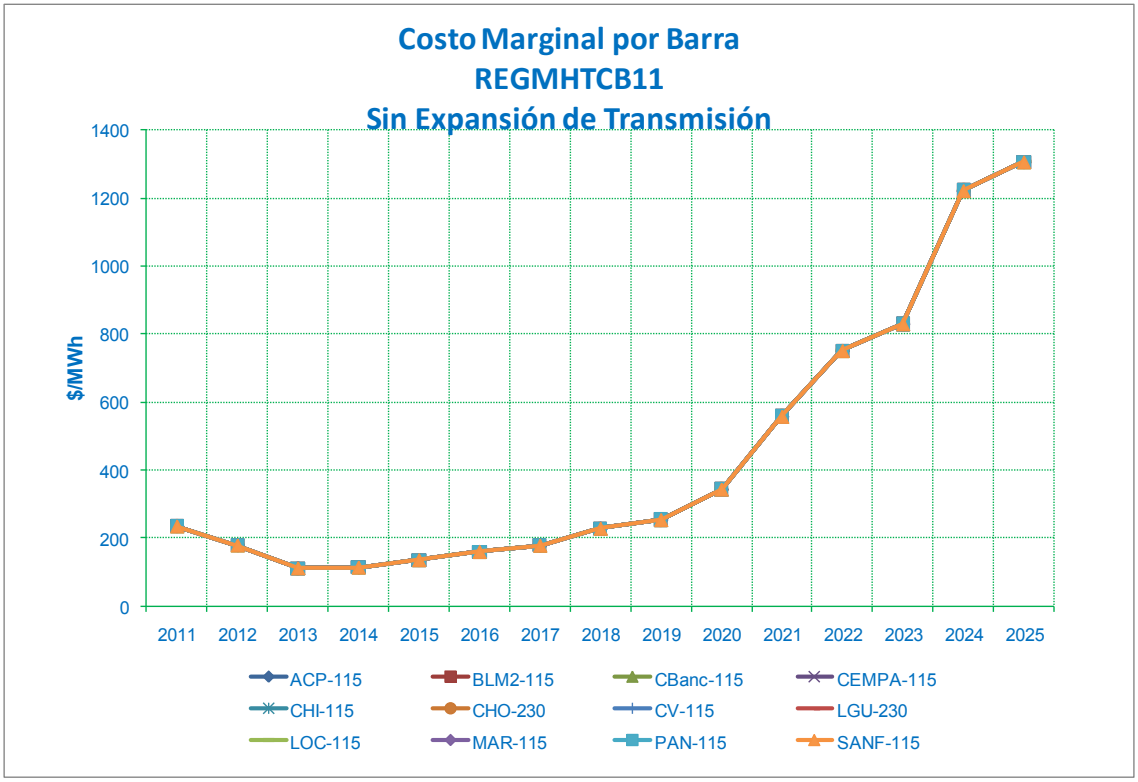


Figura 9.3: Costo Marginal de Barra – Panamá – Caso sin Expansión Transmisión.

A continuación, se describen y evalúan las opciones de expansión a la Red, planteados en el PESIN 2011-2025.

9.2.2 EXPANSION DE LA RED – ALTERNATIVA 1:

ESTA ALTERNATIVA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN 2011, PRESENTA LAS SIGUIENTES ADICIONES AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN:

1. Repotenciación de los circuitos 230-2B y 230-1C (Panamá – Panamá II) aumentando su capacidad de 186 MVA en estado de operación normal a 350 MVA, y en contingencia de 350 a 450 MVA. Fecha de entrada en operación agosto del 2011.
2. Subestación reductora El Higo 230/34.5 KV, ubicada en el Distrito de San Carlos, la cual distribuirá carga en el sector, aumentando la confiabilidad y calidad del servicio. Fecha de entrada en operación agosto del 2011.
3. Subestación Transformadora Boquerón III, 230/34.5 KV con una capacidad de transformación de 83.3 MVA, la cual tiene como objetivo, servir de punto de conexión al sistema a proyectos de generación cercanos al sector. La misma se encuentra operativa en la actualidad.
4. Ampliación de S/E Caldera, con la adición de un transformador 230/34.5 KV y 62.5 MVA, con el objetivo de conectar al SIN proyectos de generación cercanos al sector. La misma se encuentra operativa en la actualidad.
5. Adición del T3 de S/E Chorrera, con capacidad de 60/80/100 MVA y 230/115/34.5 KV, debido a un aumento en la demanda en el Sector Oeste. Entrada de operación en Agosto del año 2012.
6. Adición del T3 de S/E Llano Sánchez, con capacidad de 60/80/100 MVA, 230/115 KV. debido a un aumento en la demanda en Provincias Centrales. Entrada de operación en Agosto del año 2012.
7. Instalación del transformador T4 de 230/115 KV, 210/280/350 MVA de la subestación Panamá. Fecha de entrada en operación en septiembre de 2012.
8. Refuerzo Guasquitas – Changuinola a nivel de 230 KV, un circuito sencillo con conductor 750 y 1200 ACAR con capacidad de 225 MVA en estado de operación normal y 366 MVA en contingencia. Fecha de entrada en operación enero del año 2012.
9. Para transportar de manera eficiente y con calidad la cantidad pronosticada de energía a producirse, se reforzará el Sistema Principal de Transmisión con adición de Bancos de Capacitores en S/E Llano Sánchez y Panamá II. 90 MVAR a nivel de 230 KV en S/E Llano Sánchez y 120 MVAR a nivel de 115 KV en S/E Panamá II, los cuales brindarán soporte reactivo al SIN. Fecha de entrada en operación Marzo de 2012.
10. Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV, con un doble circuito de línea con conductores 1200 ACAR y 636 ACSR y capacidad de 150 MVA en operación normal y 250 MVA en estado de contingencia. Se considera también la ampliación de las S/E Santa Rita y Panamá II con sus debidas naves e interruptores. Circuito energizado inicialmente en 115 KV. Fecha de entrada en operación Enero de 2013.
11. Ampliación de S/E El Higo, seccionando el circuito 230-3B (Llano Sánchez – Chorrera), en esquema de interruptor y medio. Fecha de entrada en operación Enero de 2013.
12. Repotenciación del corredor Frontera – Progreso – Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá, aumentando la capacidad de transporte de 193 MVA a 350 MVA en estado de operación normal y 366 MVA a 450 MVA en estado de contingencia. Fecha de entrada en operación Octubre del año 2013.

13. Repotenciación del corredor Fortuna – Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II llevándoles de 225 MVA a 314 MVA en estado de operación normal y 450 MVA en emergencia. Fecha de entrada en operación Octubre del año 2013.
14. Adición del T2 en S/E Boquerón III 230/34.5 KV y capacidad de 83.3 MVA, con el objetivo de aumentar la capacidad de transformación de la S/E, debido al aumento de capacidad instalada añadida al sistema en el sector. Fecha de entrada en operación Mayo de 2013.
15. Adición de la S/E transformadora San Bartolo 230/34.5 KV y capacidad de 60 MVA, seccionando el circuito 230-15 (Llano Sánchez – Veladero), con el objetivo de contar con un punto de conexión al sistema de diversos proyectos de generación de la región. Fecha de entrada en operación Enero del año 2014.
16. Incorporación de un SVC (Static Var Compensator) con capacidad de 300 MVAR conectado a nivel de 230 KV en S/E Llano Sánchez. Los 90 MVAR conectados en esta Subestación formarán parte del dispositivo. Fecha de entrada en operación Julio del año 2014.
17. Ampliación a la S/E Antón, seccionando el circuito 230-12 (Llano Sánchez – Panamá II), en configuración de interruptor y medio. Fecha de entrada en operación Julio del año 2015.
18. Instalación del transformador T3 de 230/115 KV, 105/140/175 MVA de la subestación Panamá II. Fecha de entrada en operación Enero del año 2016.
19. Incorporación de un SVC (Static Var Compensator) con capacidad de 300 MVAR conectado a nivel de 115 KV en S/E Panamá II. Los 120 MVAR instalados en esta Subestación, formarán parte del dispositivo. Fecha de entrada en operación Abril del año 2017.
20. Refuerzo L.T. Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (doble circuito montando un circuito inicialmente) dos conductores por fase, con capacidad de 480 MVA en estado de operación normal y 570 MVA en emergencia. Fecha de entrada en operación Julio del año 2017.
21. Energizar en 230 KV la línea de transmisión Santa Rita – Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV), requiere la ampliación a 230 KV en ambas subestaciones. Fecha de entrada en operación Enero del año 2019.

El cronograma de inversión en el horizonte de largo plazo se ilustra en la tabla a continuación:

Tabla 9.7: Cronograma de inversión del sistema de transmisión de largo plazo, Alternativa 1

No. PROYECTOS	FECHA DE ENTRADA DEL PROYECTO	PROYECTOS DE EXPANSION ORIGEN NOMBRE	DESTINO NOMBRE	OBSERVACION GENERAL	VIDA UTIL	COSTO INVERSION (10^6 $) AÑO 2010	COSTO ANUALIZADO (10^3 $)
	PLAN DE CORTO PLAZO						
1	01/01/2013	SRT-115	PA2-115	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13.79	1,711.44
2	01/01/2013	SRT-115	SRT-115	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA	30	4.76	591.05
3	01/01/2013	PA2-115	PA2-1115	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	30	2.53	313.59
4	01/02/2012	GUA-230	CHAN -230	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	8.42	1,045.04
5	01/02/2012	CHAN -230	CHAN-230	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	30	2.84	352.26
6	01/02/2012	GUA-230	GUA-230	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	30	3.25	403.34
7	01/04/2012	PA2-230	PA2-230	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	5.46	730.98
8	01/04/2012	LLS-230	LLS-230	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	6.20	829.78
9	01/10/2011	PAN-230	PRO - 230	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	1.88	233.14
10	01/01/2013	PAN-230	PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-4	30	8.11	1,007.05
11	01/01/2013	LGU - 230	LGU - 230	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)	30	3.31	410.92
MONTO DE INVERSION DE CORTO PLAZO						**60.54**	
	PLAN DE LARGO PLAZO						
12	01/01/2013	GUA-230	PAN II -230	Repo. L/T GUA-VEL - LLS-PAN II 230 kV kV Cond. ACSS	30	8.32	1,032.88
13	01/07/2013	MDN-231	PAN II-230	Repo. L/T MDN-VEL - LLS- CHO - PAN II 230 kV kV Cond. ACSS	30	52.90	6,567.45
14	02/07/2013	MDN-232	PRO -230	Repo. L/T MDN-PRO - FRONT- 230 kV kV Cond. ACSS	30	3.86	479.19
15	01/07/2017	LLS-230	LLS-230	SVC S/E LLS 230 KV	20	23.85	3,192.34
16	01/07/2015	ANT -230	PA2-230	S/E ANTON ADICION Nave 230 kV	30	4.24	526.87
17	01/02/2012	PAN-230	PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-3	30	9.28	1,152.05
18	01/07/2014	PA2-115	PA2 115	SVC S/E PA2 230 KV	20	23.85	3,192.34
19	01/07/2017	LLS-230	PA2-230	L/T LLS -PAN II 230Kv 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2 Etapa 1	30	71.91	8,926.55
20	01/07/2017	LLS-230	LLS-230	Adc. Nave 230 kV LLANO SANCHEZ	30	2.77	343.88
21	01/07/2017	PAN-230	PAN-230	Adc. Nave 230 kV PANAMA II	30	2.77	343.88
22	01/01/2019	SRT-230	SRT-230	Adic. Naves 230 Kv SRT	30	15.51	1,925.34
23	01/01/2019	PA2- 230	PA2-230	Adic. Naves 230 Kv PA2	30	5.49	681.67
MONTO TOTAL DE INVERSION DE LARGO PLAZO						**224.74**	

En la tabla anterior, no se incluye por ser una inversión del agente respectivo, la línea de transmisión L/T PAN-230 a PA2-230, de 230 kV, el cual se refiere al seccionamiento del circuito 230 KV Llano Sánchez 230 – Panamá 2 en una nueva subestación Panamá Antón, en el 2011.

El monto total de inversión correspondiente a la Alternativa de Expansión Nº 2, es de 285.3 millones.

En la siguiente figura se ilustra como quedaría el sistema de transmisión con estas modificaciones.

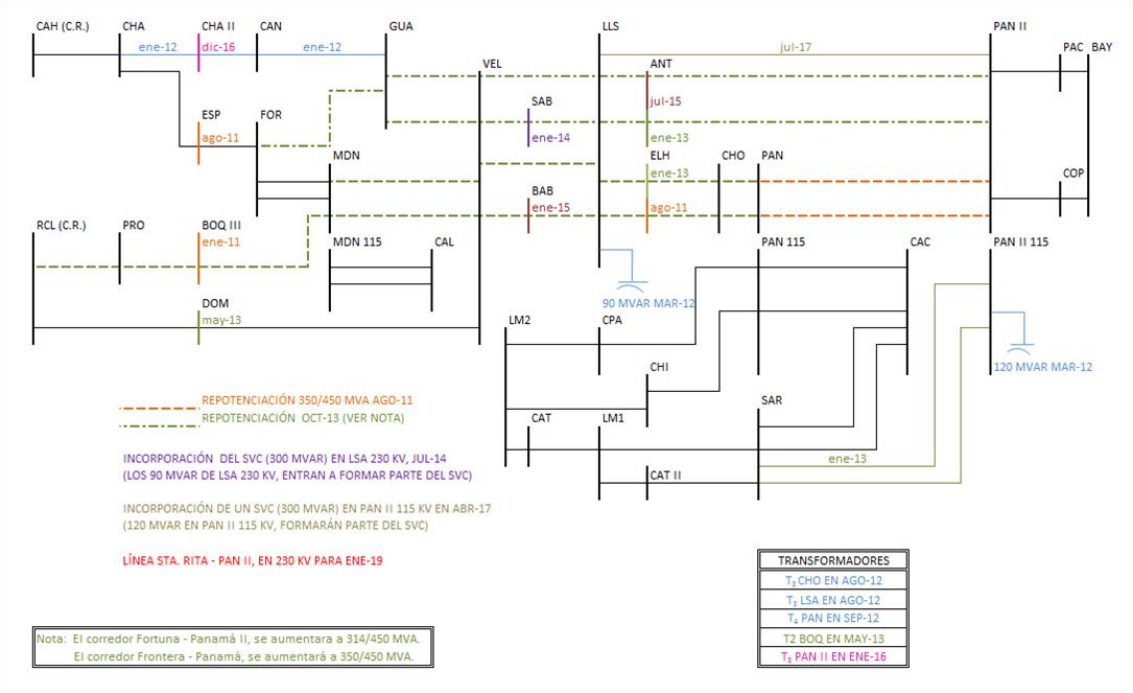


Figura 9.4

En la Tabla 9.7, correspondiente al listado cronológico de la entrada en operación de las inversiones de los 24 proyectos de obras que contempla la Alternativa 1 de Expansión de la Red

A continuación se presenta el cálculo del valor presente asociado al cronograma de inversión de la Tabla 9.7. Considerando el monto de inversión de los proyectos de expansión de la Alternativa 1, se obtiene el siguiente cronograma de pagos (valores expresados en miles de dólares. Ver en la página siguiente, la Tabla 9.8. El valor presente de las inversiones incurridas por esta alternativa en el horizonte del plan es por 132.2 millones de dólares de enero del 2010.

En razón que la vida útil promedio estandarizada de los proyectos de transporte de energía eléctrica es de 30 años, y que la mayoría de las obras de expansión tienen un periodo productivo más allá del horizonte del PESIN, con lo cual mantienen un importante valor residual. El gasto real de inversión incurrida en el periodo de análisis se valúa, deduciendo del monto aplicado el valor residual.

El valor real incurrido por la inversión directa de las obras de transmisión del plan analizado, se estima el valor residual de las inversiones de la alternativa, la cual se resume en la Tabla 9.9. En esta Tabla se presentan los elementos principales, del cálculo para determinar el valor presente real de los nuevos activos de expansión, al horizonte de la evaluación.

Tabla 9.8: Cronograma de pagos asociado a la Alternativa 1 del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.

No.	PROYECTOS IDENTIFICACION	No. PAGOS 1 ene-11	2 ene-12	3 ene-13	4 ene-14	5 ene-15	6 ene-16	7 ene-17	8 ene-18	9 ene-19	10 ene-20	11 ene-21	12 ene-22	13 ene-23	14 ene-24	15 ene-25	PAGO TOTAL CORRIENTE	VALOR PRESENTE Ene-200$_i$	VALOR PRESENTE Ene-2011
1	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	58.29	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	3,322.27	**$1,438.46**	**$1,438.46**
2	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2		957.95	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	14,543.49	**$6,953.25**	**$6,208.26**
3	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA		322.90	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	4,902.25	**$2,343.77**	**$2,092.65**
4	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS		369.73	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	5,613.19	**$2,683.67**	**$2,396.13**
5	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II		548.23	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	10,050.95	**$4,741.78**	**$4,233.73**
6	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ		622.34	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	11,409.48	**$5,382.70**	**$4,805.98**
7	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2			1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	22,248.78	**$11,179.96**	**$8,909.83**
8	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA			591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	7,683.62	**$3,861.00**	**$3,077.01**
9	Adc. Nave 115 kV PANAMA II			313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	4,076.63	**$2,048.50**	**$1,632.54**
10	S/E PANAMA ADICION T-4			1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	13,091.69	**$6,578.55**	**$5,242.75**
11	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)			410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	5,341.90	**$2,684.29**	**$2,139.24**
12	Repo. L/T GUA-VEL - LLS-PAN II 230 kV kV Cond. ACSS			1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	13,427.38	**$6,747.23**	**$5,377.18**
13	Repo. L/T MDN-VEL - LLS- CHO - PAN II 230 kV kV Cond. ACSS			3,283.72	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	82,093.10	**$39,617.93**	**$31,573.36**
14	Repo. L/T MDN-PRO - FRONT- 230 kV kV Cond. ACSS			239.60	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	5,989.93	**$2,890.73**	**$2,303.75**
15	SVC S/E LLS 230 KV				1,596.17	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	36,711.90	**$18,526.77**	**$13,182.89**
16	S/E ANTON ADICION Nave 230 kV					263.43	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	5,532.09	**$2,922.56**	**$1,856.76**
17	S/E PANAMA ADICION T-3					1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	12,672.58	**$6,966.55**	**$4,425.99**
18	SVC S/E PA2 230 KV							1,596.17	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	27,134.89	**$15,761.40**	**$10,013.55**
19	L/T LLS -PAN II 230Kv 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2 Etapa 1							4,463.27	8,926.55	8,926.55	8,926.55	8,926.55	8,926.55	8,926.55	8,926.55	8,926.55	75,875.67	**$44,072.68**	**$22,314.73**
20	Adc. Nave 230 kV LLANO SANCHEZ							171.94	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	2,922.96	**$1,697.81**	**$767.53**
21	Adc. Nave 230 kV PANAMA II							171.94	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	2,922.96	**$1,697.81**	**$767.53**
22	Adic. Naves 230 Kv SRT									1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	13,477.41	**$8,997.59**	**$3,631.72**
23	Adic. Naves 230 Kv PA2									681.67	681.67	681.67	681.67	681.67	681.67	681.67	4,771.71	**$3,185.62**	**$1,285.82**
	TOTAL DE PAGOS ANUALES	58.29	3,054.30	12,184.79	17,304.28	20,315.93	20,579.37	26,982.69	33,386.01	35,993.03	35,993.03	35,993.03	35,993.03	35,993.03	35,993.03	35,993.03	385,758.56	$202,980.61	$139,677.41

Tabla 9.9: Cálculo del valor presente del plan de expansión. Alternativa 1

	PROYECTO	VIDA UTIL	PAGOS APLICADOS Cant.	VALOR PRESENTE ENE-2009 10^3 $	PAGOS PENDIENTES Cant.	VALOR SALVADO ENE-2025 10^3 $	VALOR SALVADO ENE-2010 10^3 $
1	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	14	1,438.46	16	$1,606.54	$293.15
2	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	14	6,208.26	16	$7,145.00	$1,303.75
3	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	30	14	2,092.65	16	$2,408.40	$439.46
4	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	30	14	2,396.13	16	$2,757.68	$503.19
5	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	14	4,233.73	6	$2,817.25	$514.06
6	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	14	4,805.98	6	$3,198.04	$583.54
7	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13	8,909.83	17	$12,182.92	$2,223.01
8	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA	30	13	3,077.01	17	$4,207.37	$767.72
9	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	30	13	1,632.54	17	$2,232.27	$407.32
10	S/E PANAMA ADICION T-4	30	13	5,242.75	17	$7,168.71	$1,308.07
11	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)	30	13	2,139.24	17	$2,925.10	$533.74
12	Repo. L/T GUA-VEL - LLS-PAN II 230 kV kV Cond. ACSS	30	13	5,377.18	17	$7,352.52	$1,341.61
13	Repo. L/T MDN-VEL - LLS- CHO - PAN II 230 kV kV Cond	30	13	31,573.36	17	$46,733.84	$8,527.50
14	Repo. L/T MDN-PRO - FRONT- 230 kV kV Cond. ACSS	30	13	2,303.75	17	$3,410.12	$622.24
15	SVC S/E LLS 230 KV	20	9	13,182.89	11	$18,934.54	$3,454.98
16	S/E ANTON ADICION Nave 230 kV	30	11	1,856.76	19	$3,879.24	$707.84
17	S/E PANAMA ADICION T-3	30	14	4,425.99	16	$8,047.48	$1,468.42
18	SVC S/E PA2 230 KV	20	12	10,013.55	8	$15,826.09	$2,887.78
19	L/T LLS -PAN II 230Kv 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2 Etapa	30	9	22,314.73	21	$67,484.04	$12,313.78
20	Adc. Nave 230 kV LLANO SANCHEZ	30	9	767.53	21	$2,599.69	$474.36
21	Adc. Nave 230 kV PANAMA II	30	9	767.53	21	$2,599.69	$474.36
22	Adic. Naves 230 Kv SRT	30	7	3,631.72	23	$14,859.90	$2,711.48
23	Adic. Naves 230 Kv PA2	30	7	1,285.82	23	$5,261.19	$960.01
				139,677.41		245,637.64	44,821.38

De la Tabla 9.9, el valor presente residual asociado a las inversiones de la Alternativa 1, es de US$ 44,821,376.73 en dólares de enero del año 2011.

Tabla 9.10: Cálculo del Valor Real del Plan de Expansión– Alternativa 1 Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.

Tasa de Descuento		12%
Monto de Inversion a ene-2011		139,677.41
Valor de Salvamento a ene-2011		44,821.38
Inversion Real Equivalente al 1 de ene -2011		94,856.03

Por lo tanto, se concluye que el valor presente asociado al gasto de inversión de corto y largo plazo, del sistema de transmisión, listadas en la Tabla 9.7 están valoradas en US$ 89.7 millones de dólares de enero del 2011.

Resultados de la simulación operativa considerando la expansión- Alternativa 1

El resultado para el valor esperado del costo operativo de la primera opción en que se considera la expansión del sistema (Tabla 9.7 está ilustrado en la tabla a continuación.

Tabla 9.11: Valor esperado del costo operativo (total) y estadísticas – Alternativa 1 Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.

Costo Operativo (10^3 $)	Desviación Standard (10^3 $)	Costo Minimo (10^3 $)	Costo Maximo (10^3 $)
5,337,985.90	75,051.05	5,166,054.84	5,511,091.43

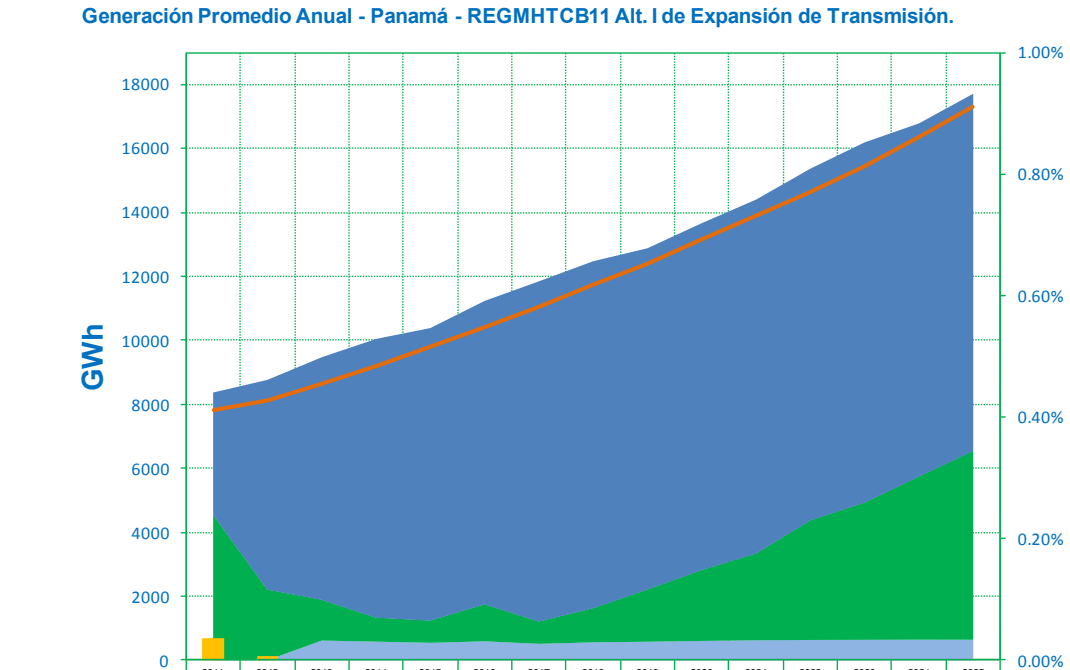
El valor estimado para los costos con combustibles y racionamiento es de US$ 5,338 millones, una economía de cerca de 46% respecto al Caso Base o de Referencia, sin expansión de la Red (una economía esperada de US$ 4,494 millones). Se debe destacar también que los valores estimados tanto para el costo mínimo (sobre los 50 escenarios) como también para el costo máximo también son inferiores con respecto al caso de referencia, en cerca de 46% respecto al valor mínimo y valor máximo.

Otro punto a destacar es la comparación de los beneficios esperados con la implementación del plan de expansión de largo plazo y su costo de inversión. Como ya mencionamos, los beneficios estimados en el periodo de análisis del PESIN, se estiman en cerca de **US$ 4,494 millones**, mientras que el costo de inversión para el desarrollo e implementación del plan de expansión, presentado en la Tabla 9.7, es de aproximadamente **US$ 285 millones** de inversión directa a valor presente, del año 2011. Los beneficios son mayores al gasto de inversión en 16 veces.

Pero al valuar el gasto de inversión dentro del periodo de análisis 2011-2025, el costo calculado de la inversión aplicada es de 140 millones. O sea un beneficio neto del periodo analizado de 353.5 millones. Con lo que la relación Beneficio-costo de esta alternativa de expansión es de 3.7.

Al considerar el monto residual de la inversión al fin del periodo de análisis, de **45 millones** de dólares a precios de enero del 2010, con lo cual se concluye que el gasto real inversión en el periodo es **de 95 millones**. Entonces la razón beneficio costo de la Alternativa 1 de expansión de la Red es mucho mas grande.

El comportamiento promedio para la producción de energía en el sistema Panameño, con el desarrollo de la alternativa 1 de la expansión del sistema de transmisión en el horizonte de largo plazo, se ilustra a continuación por la grafica presentada en la Figura 9.5.



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Hidroeléctrica	3830.50	6551.50	7572.62	8702.98	9133.69	9473.29	10621.74	10832.38	10655.73	10827.57	11052.24	10980.74	11246.00	11025.82	11154.33
Generación Termoeléctrica	4532.73	2207.03	1277.24	751.94	698.02	1158.51	699.66	1069.88	1632.83	2219.01	2709.93	3735.98	4286.28	5094.52	5895.35
Generación eólica	0.00	0.00	614.69	580.25	543.57	590.52	512.18	558.84	577.66	602.50	622.23	633.13	637.61	642.03	640.42
Deficit	0.04%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Demanda	7813.3	8119.2	8651.8	9203.5	9791.4	10398	11033	11719	12385	13167	13891	14648	15461	16374	17302

Figura 9.5: Generación promedia anual – Panamá – Alternativa 1 Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.

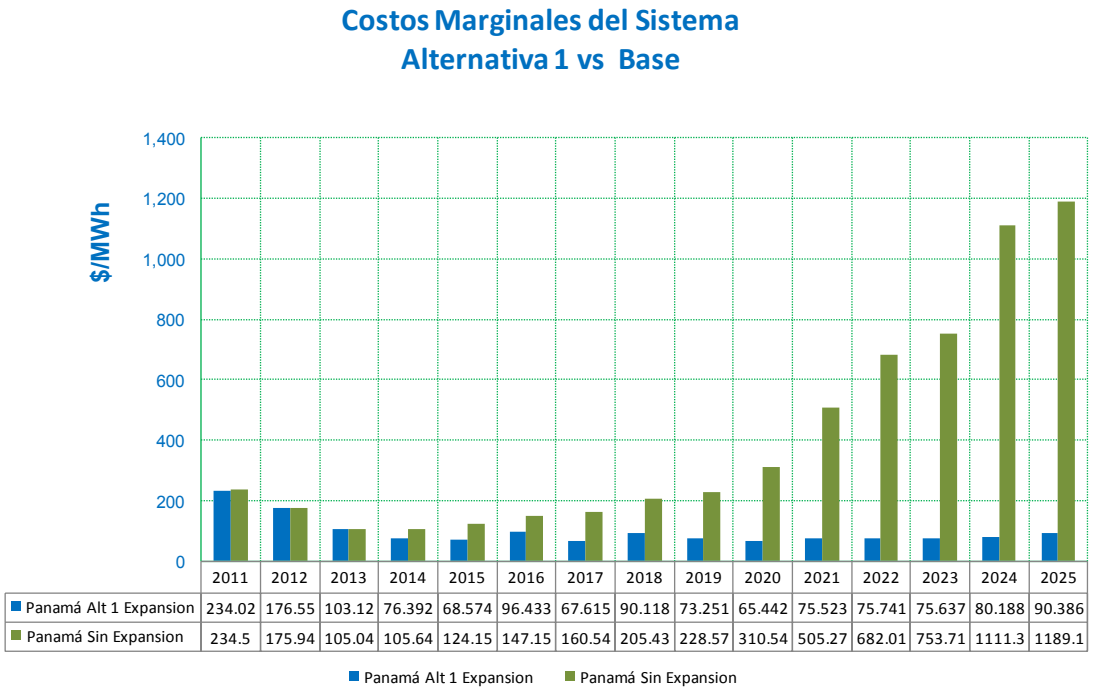
Respecto al resultado de generación promedio, se destaca – además de la reducción del déficit esperado (ilustrado por las barras verticales en la Figura 9.5 vs la Figura 9.1 – un aumento del valor esperado de la producción de energía en las plantas hidroeléctricas (promedio anual superior a 10,800 GWh sobre los 8,000 GWh anuales que permite el caso base), para los años después de 2015 – un incremento de cerca de 35%.

Asociado a este incremento en la producción hidroeléctrica, para un diferencial global de más de 11,200 GWh de origen hidroeléctrico, se observa también una reducción relativa de la producción de generación de la componente térmica, en el periodo de análisis. Este diferencial de producción térmica valorado por los costos de combustibles evitados, contribuye parcialmente a justificar el monto global de beneficio de esta opción de expansión del sistema de transmisión en el horizonte de largo plazo.

La Figura 9.6, a continuación, ilustra los valores estimados para el costo marginal de demanda, para la Alternativa 1 del caso con expansión de largo plazo para el sistema de transmisión. El resultado más importante a destacar, con respecto a la variable del costo marginal de demanda, es una mejor estabilidad de los precios en el horizonte de largo plazo. La comparación con el Caso Base (sin Expansión), ya expuesto en la sección anterior, también ilustrado en la siguiente figura,

se verifica un aumento paulatino, desde el año 2014, de 38% hasta más de 1,200 % en los valores estimados de los costos de producción en el año 2025.

Ahora, para el caso con la expansión de largo plazo de la red de transmisión, lo que se verifica es una estabilidad de los precios de energía en el largo plazo.



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Panamá Alt 1 Expansion	234.02	176.55	103.12	76.392	68.574	96.433	67.615	90.118	73.251	65.442	75.523	75.741	75.637	80.188	90.386
Panamá Sin Expansion	234.5	175.94	105.04	105.64	124.15	147.15	160.54	205.43	228.57	310.54	505.27	682.01	753.71	1111.3	1189.1

Figura 9.6: Costo Marginal de Demanda – Panamá – Alternativa 1
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión

Por fin, el último resultado que se destaca es el costo marginal a nivel de barra, que está ilustrado a continuación.

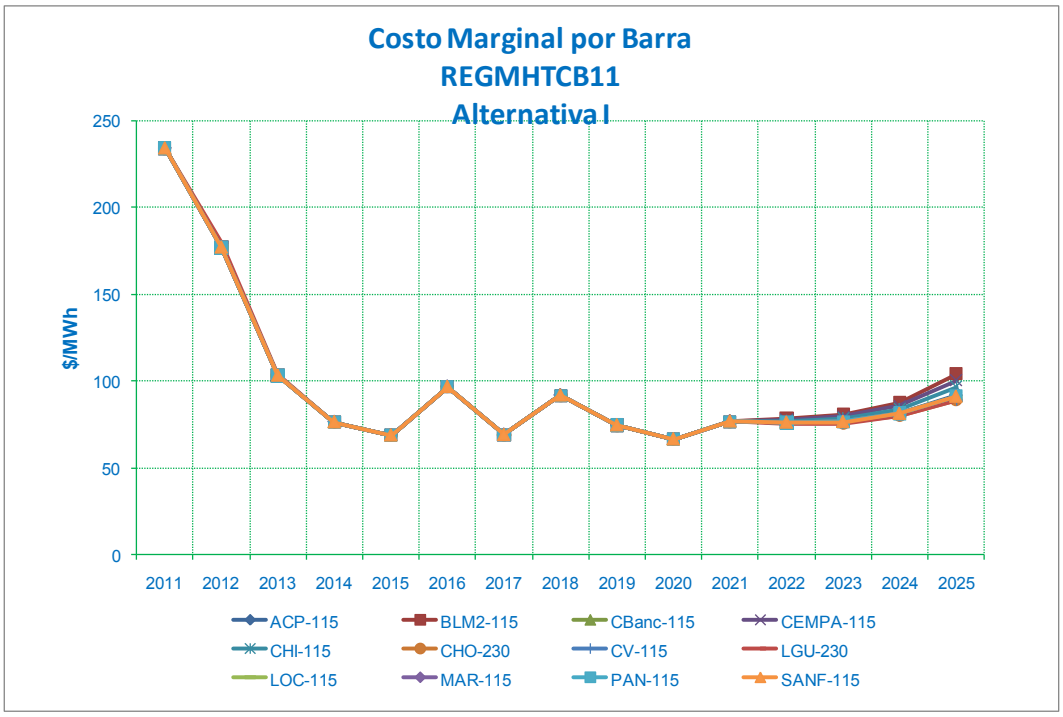


Figura 9.7: Costo Marginal de Barra – Panamá – Caso con Expansión Transmisión – Alternativa 1

Comparando, esta variable con los resultados del caso de referencia, se destaca que con la implementación de la expansión se observa también una disminución general a partir del año 2015, logrando una estabilidad espacial para los precios de la energía, después del año 2021. Indicando que la nueva red de transmisión, no está imponiendo restricciones de congestionamiento para los cambios de energía entre los mercados consumidores del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Panamá, por el congestionamiento de la Red. Con este diferencial de costos marginales se justifica gran parte de los 4,494 millones de dólares de ahorros de la expansión de la Red.

9.2.3 EXPANSION DE LA RED – ALTERNATIVA 2:

La Alternativa 2 para el Plan de Expansión de Transmisión 2011, presenta las siguientes adiciones al Sistema Principal de Transmisión:

1. Repotenciación de los circuitos 230-2B y 230-1C (Panamá – Panamá II) aumentando su capacidad de 186 MVA en estado de operación normal a 350 MVA, y en contingencia de 350 a 450 MVA. Fecha de entrada en operación agosto del 2011.
2. Subestación reductora El Higo 230/34.5 KV, ubicada en el Distrito de San Carlos, la cual distribuirá carga en el sector, aumentando la confiabilidad y calidad del servicio. Fecha de entrada en operación agosto del 2011.
3. Subestación Transformadora Boquerón III, 3230/34.5 KV con una capacidad de transformación de 83.3 MVA, la cual tiene como objetivo, servir de punto de conexión al sistema a proyectos de generación cercanos al sector. La misma se encuentra operativa en la actualidad.
4. Ampliación de S/E Caldera, con la adición de un transformador 230/34.5 KV y 62.5 MVA, con el objetivo de conectar al SIN proyectos de generación cercanos al sector. La misma se encuentra operativa en la actualidad.
5. Adición del T3 de S/E Chorrera, con capacidad de 60/80/100 MVA y 230/115/34.5 KV, debido a un aumento en la demanda en el Sector Oeste. Entrada de operación en Agosto del año 2012.
6. Adición del T3 de S/E Llano Sánchez, con capacidad de 60/80/100 MVA, 230/115 KV. debido a un aumento en la demanda en Provincias Centrales. Entrada de operación en Agosto del año 2012.
7. Instalación del transformador T4 de 230/115 KV, 210/280/350 MVA de la subestación Panamá. Fecha de entrada en operación en septiembre de 2012.
8. Refuerzo Guasquitas – Changuinola a nivel de 230 KV, un circuito sencillo con conductor 750 y 1200 ACAR con capacidad de 225 MVA en estado de operación normal y 366 MVA en contingencia. Fecha de entrada en operación enero del año 2012.
9. Para transportar de manera eficiente y con calidad la cantidad pronosticada de energía a producirse, se reforzará el Sistema Principal de Transmisión con adición de Bancos de Capacitores en S/E Llano Sánchez y Panamá II. 90 MVAR a nivel de 230 KV en S/E Llano Sánchez y 120 MVAR a nivel de 115 KV en S/E Panamá II, los cuales brindarán soporte reactivo al SIN. Fecha de entrada en operación Marzo de 2012.
10. Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV, con un doble circuito de línea con conductores 1200 ACAR y 636 ACSR y capacidad de 150 MVA en operación normal y 250 MVA en estado de contingencia. Se considera también la ampliación de las S/E Santa Rita y Panamá II con sus debidas naves e interruptores. Circuito energizado inicialmente en 115 KV. Fecha de entrada en operación Enero de 2013.

11. Ampliación de S/E El Higo, seccionando el circuito 230-3B (Llano Sánchez – Chorrera), en esquema de interruptor y medio. Fecha de entrada en operación Enero de 2013.
12. Repotenciación del corredor Frontera – Progreso – Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá, aumentando la capacidad de transporte de 193 MVA a 350 MVA en estado de operación normal y 366 MVA a 450 MVA en estado de contingencia. Fecha de entrada en operación Octubre del año 2013.
13. Repotenciación del corredor Fortuna – Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II llevándoles de 225 MVA a 314 MVA en estado de operación normal y 450 MVA en emergencia. Fecha de entrada en operación Octubre del año 2013.
14. Adición del T2 en S/E Boquerón III 230/34.5 KV y capacidad de 83.3 MVA, con el objetivo de aumentar la capacidad de transformación de la S/E, debido al aumento de capacidad instalada añadida al sistema en el sector. Fecha de entrada en operación Mayo de 2013.
15. Adición de la S/E transformadora San Bartolo 230/34.5 KV y capacidad de 60 MVA, seccionando el circuito 230-15 (Llano Sánchez – Veladero), con el objetivo de contar con un punto de conexión al sistema de diversos proyectos de generación de la región. Fecha de entrada en operación Enero del año 2014.
16. Incorporación de un SVC (Static Var Compensator) con capacidad de 300 MVAR conectado a nivel de 230 KV en S/E Llano Sánchez. Los 90 MVAR conectados en esta Subestación formarán parte del dispositivo. Fecha de entrada en operación Julio del año 2014.
17. Ampliación a la S/E Antón, seccionando el circuito 230-12 (Llano Sánchez – Panamá II), en configuración de interruptor y medio. Fecha de entrada en operación Julio del año 2015.
18. Instalación del transformador T3 de 230/115 KV, 105/140/175 MVA de la subestación Panamá II. Fecha de entrada en operación Enero del año 2016.
19. Incorporación de un SVC (Static Var Compensator) con capacidad de 300 MVAR conectado a nivel de 115 KV en S/E Panamá II. Los 120 MVAR instalados en esta Subestación, formarán parte del dispositivo. Fecha de entrada en operación Abril del año 2017.
20. Ampliación de S/E Llano Sánchez y Panamá II, aumentando el nivel de transformación a 500 KV. Se propone un transformador de 500Y/230Y/115Δ KV en cada subestación con capacidad de 450/450/450 MVA y 195 Km de circuito sencillo, 1 conductor por fase ACAR 1200 KCM 18/19. Fecha de entrada en operación Julio del año 2017.
21. Energizar en 230 KV la línea de transmisión Santa Rita – Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV), requiere la ampliación a 230 KV en ambas subestaciones. Fecha de entrada en operación Enero del año 2019.

El sistema quedaría entonces de la siguiente manera:

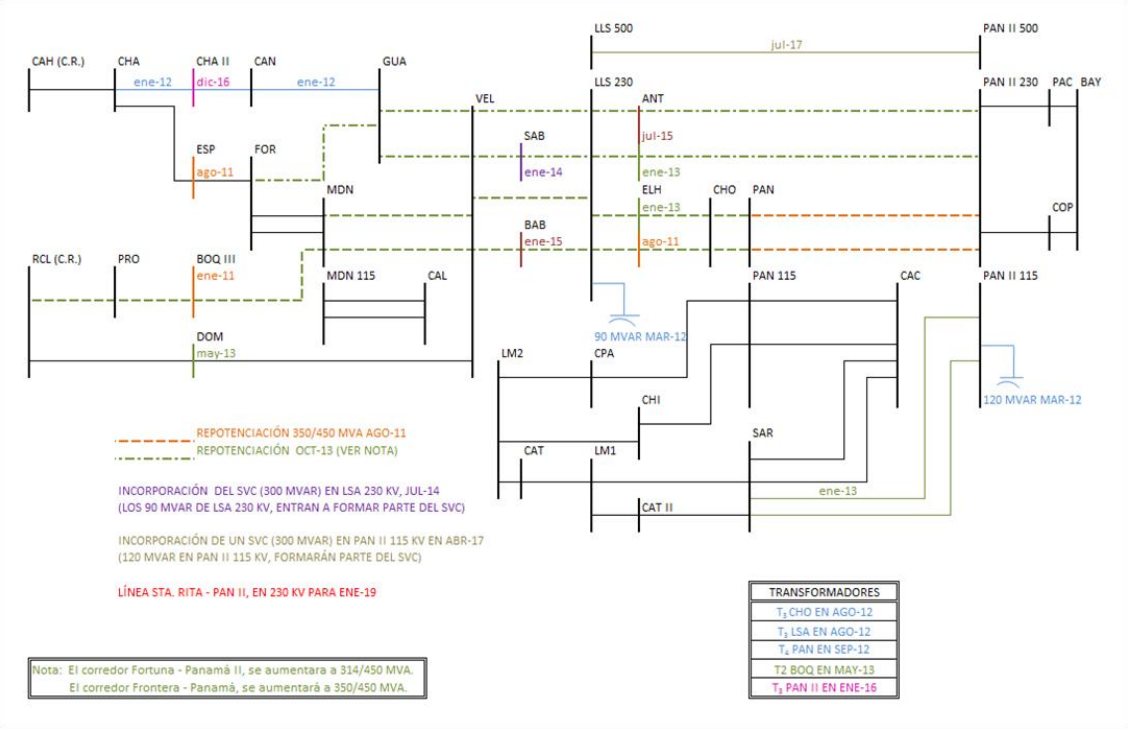


Figura 9.8

Esta alternativa es parcialmente similar a la anterior, con fechas diferentes en la entrada de la re-potenciación en el año 2013, de la líneas Llano Sánchez – Chorrera – Panamá --Panamá II, es en circuito sencillo, y se construye un nuevo circuito de L/T Guasquitas – Llano Sánchez. Igualmente, considera la entrada de la línea Llano Sánchez – Panamá II en las subestaciones Antón y Panamá en el año 2015.

En este caso se obtienen los siguientes resultados:

La expansión del sistema se presenta en la siguiente tabla, con la diferencia del costo de inversión de las líneas Guasquitas – Llano Sánchez y Llano Sánchez – Panamá II.

Tabla 9.12: Cronograma de inversión del sistema de transmisión. Alternativa 2

No. PROYECTOS	FECHA DE ENTRADA DEL PROYECTO	PROYECTOS DE EXPANSION ORIGEN NOMBRE	DESTINO NOMBRE	OBSERVACION GENERAL	VIDA UTIL	COSTO INVERSION (10^6 $) AÑO 2010	COSTO ANUALIZADO (10^3 $)
	PLAN DE CORTO PLAZO						
1	01/01/2013	SRT-115	PA2-115	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13.79	1,711.44
2	01/01/2013	SRT-115	SRT-115	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA	30	4.76	591.05
3	01/01/2013	PA2-115	PA2-1115	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	30	2.53	313.59
4	01/02/2012	GUA-230	CHAN -230	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	8.42	1,045.04
5	01/02/2012	CHAN -230	CHAN-230	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	30	2.84	352.26
6	01/02/2012	GUA-230	GUA-230	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	30	3.25	403.34
7	01/04/2012	PA2-230	PA2-230	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	5.46	730.98
8	01/04/2012	LLS-230	LLS-230	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	6.20	829.78
9	01/10/2011	PAN-230	PRO - 230	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	1.88	233.14
10	01/01/2013	PAN-230	PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-4	30	8.11	1,007.05
11	01/01/2013	LGU - 230	LGU - 230	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)	30	3.31	410.92
MONTO DE INVERSION DE CORTO PLAZO						**60.54**	
	PLAN DE LARGO PLAZO						
12	01/01/2013	GUA-230	PAN II -230	Repo. L/T GUA-VEL - LLS-PAN II 230 kV kV Cond. ACSS	30	8.32	1,032.88
13	01/07/2013	MDN-231	PAN II-230	Repo. L/T MDN-VEL - LLS- CHO - PAN II 230 kV kV Cond. ACSS	30	52.90	6,567.45
14	02/07/2013	MDN-232	PRO -230	Repo. L/T MDN-PRO - FRONT- 230 kV kV Cond. ACSS	30	3.86	479.19
15	01/07/2014	LLS-230	LLS-230	SVC S/E LLS 230 KV	20	23.85	3,192.34
16	01/07/2015	ANT -230	PA2-230	S/E ANTON ADICION Nave 230 kV	30	4.24	526.87
17	01/01/2015	PAN-230	PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-3	30	9.28	1,152.05
18	01/07/2017	PA2-115	PA2 115	SVC S/E PA2 230 KV	20	23.85	3,192.34
19	01/07/2017	LLS-230	PA2-230	L/T LLS -PAN II 500 kV 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2 Etapa 1	30	96.00	11,917.79
20	01/07/2017	LLS-230	LLS-230	Adc. Nave 500 kV LLANO SANCHEZ	30	31.54	3,915.62
21	01/07/2017	PAN-230	PAN-230	Adc. Nave 500 kV PANAMA II	30	31.54	3,915.99
22	01/01/2019	SRT-230	SRT-230	Adic. Naves 230 Kv SRT	30	15.51	1,925.34
23	01/01/2019	PA2- 230	PA2-230	Adic. Naves 230 Kv PA2	30	5.49	681.67
MONTO TOTAL DE INVERSION DE LARGO PLAZO						**306.38**	

El cronograma de inversiones refleja las obras necesarias para cumplir el presente plan de expansión, el cual corresponde en su totalidad a veintitrés proyectos, por un monto de casi 367 millones de dólares, a precios de enero del 2011.

Considerando que la inversión de los proyectos se paga anualmente, asociado al plan de expansión que se ilustra en la Tabla 9.12, se obtiene el siguiente cronograma de pagos (valores expresos en miles de dólares)

Tabla 9.13: Cronograma de pagos asociado al plan de expansión del sistema de transmisión.

No.	PROYECTOS IDENTIFICACION	No. PAGOS 1 ene-11	2 ene-12	3 ene-13	4 ene-14	5 ene-15	6 ene-16	7 ene-17	8 ene-18	9 ene-19	10 ene-20	11 ene-21	12 ene-22	13 ene-23	14 ene-24	15 ene-25	PAGO TOTAL CORRIENTE	VALOR PRESENTE Ene-200$_i$	VALOR PRESENTE Ene-2011
1	REPOTENCIAR L/T 230 kV PAN - PA2	58.29	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	233.14	3,322.27	**$1,438.46**	**$1,438.46**
2	L/T 230 kV GUA-CHAN		957.95	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	1,045.04	14,543.49	**$6,953.25**	**$6,208.26**
3	S/E CHANGUINOLA 230 kV		322.90	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	352.26	4,902.25	**$2,343.77**	**$2,092.65**
4	S/E GUASQUITAS 230 kV		369.73	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	403.34	5,613.19	**$2,683.67**	**$2,396.13**
5	S/E PANAMA II CAPACITORES 120 MVAR		548.23	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	730.98	10,050.95	**$4,741.78**	**$4,233.73**
6	S/E PANAMA II CAPACITORES 90 MVAR		622.34	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	829.78	11,409.48	**$5,382.70**	**$4,805.98**
7	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2			1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	22,248.78	**$11,179.96**	**$8,909.83**
8	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA			591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	591.05	7,683.62	**$3,861.00**	**$3,077.01**
9	Adc. Nave 115 kV PANAMA II			313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	313.59	4,076.63	**$2,048.50**	**$1,632.54**
10	S/E PANAMA ADICION T-4			1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	13,091.69	**$6,578.55**	**$5,242.75**
11	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)			410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	5,341.90	**$2,684.29**	**$2,139.24**
12	Repo. L/T GUA-VEL - LLS-PAN II 230 kV kV Cond. ACSS			1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	13,427.38	**$6,747.23**	**$5,377.18**
13	Repo. L/T MDN-VEL - LLS- CHO - PAN II 230 kV kV Cond. ACSS			3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	42,688.41	**$21,450.83**	**$17,095.16**
14	Repo. L/T MDN-PRO - FRONT- 230 kV kV Cond. ACSS			239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	3,114.76	**$1,565.16**	**$1,247.35**
15	SVC S/E LLS 230 KV				1,596.17	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	36,711.90	**$18,526.77**	**$13,182.89**
16	S/E ANTON ADICION Nave 230 kV					263.43	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	5,532.09	**$2,922.56**	**$1,856.76**
17	S/E PANAMA ADICION T-3					1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	12,672.58	**$6,966.55**	**$4,425.99**
18	SVC S/E PA2 230 KV							1,596.17	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	27,134.89	**$15,761.40**	**$7,980.26**
19	L/T LLS -PAN II 500 kV 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2 Etapa 1							5,958.90	11,917.79	11,917.79	11,917.79	11,917.79	11,917.79	11,917.79	11,917.79	11,917.79	101,301.22	**$58,841.21**	**$29,792.28**
20	Adc. Nave 500 kV LLANO SANCHEZ							1,957.81	3,915.62	3,915.62	3,915.62	3,915.62	3,915.62	3,915.62	3,915.62	3,915.62	33,282.73	**$19,332.40**	**$9,788.32**
21	Adc. Nave 500 kV PANAMA II							1,957.99	3,915.99	3,915.99	3,915.99	3,915.99	3,915.99	3,915.99	3,915.99	3,915.99	33,285.89	**$19,334.24**	**$9,789.25**
22	Adic. Naves 230 Kv SRT									1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	13,477.41	**$8,997.59**	**$3,631.72**
23	Adic. Naves 230 Kv PA2									681.67	681.67	681.67	681.67	681.67	681.67	681.67	4,771.71	**$3,185.62**	**$1,285.82**
	TOTAL DE PAGOS ANUALES	58.29	3,054.30	12,184.79	13,780.96	16,792.61	17,056.05	28,526.91	39,997.78	42,604.80	42,604.80	42,604.80	42,604.80	42,604.80	42,604.80	42,604.80	429,626.96	$233,527.50	$147,629.58

La evaluación del valor presente del cronograma de inversión de la Tabla 9.12 se presenta en detalle para cada proyecto en la tabla a continuación:

Tabla 9.14: Memoria de cálculo del valor presente del plan de expansión, Alternativa 2

	PROYECTO	VIDA UTIL	PAGOS APLICADOS Cant.	VALOR PRESENTE ENE-2010 10^3 $	PAGOS PENDIENTES Cant.	VALOR SALVADO ENE-2025 10^3 $	VALOR SALVADO ENE-2010 10^3 $
1	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	14	1,438.46	16	$1,606.54	$293.15
2	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	14	6,208.26	16	$7,145.00	$1,303.75
3	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	30	14	2,092.65	16	$2,408.40	$439.46
4	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	30	14	2,396.13	16	$2,757.68	$503.19
5	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	14	4,233.73	6	$2,817.25	$514.06
6	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	14	4,805.98	6	$3,198.04	$583.54
7	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13	8,909.83	17	$12,182.92	$2,223.01
8	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA	30	13	3,077.01	17	$4,207.37	$767.72
9	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	30	13	1,632.54	17	$2,232.27	$407.32
10	S/E PANAMA ADICION T-4	30	13	5,242.75	17	$7,168.71	$1,308.07
11	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)	30	13	2,139.24	17	$2,925.10	$533.74
12	Repo. L/T GUA-VEL - LLS-PAN II 230 kV kV Cond. ACSS	30	13	5,377.18	17	$7,352.52	$1,341.61
13	Repo. L/T MDN-VEL - LLS- CHO - PAN II 230 kV kV Cond. A	30	13	31,573.36	17	$46,733.84	$8,527.50
14	Repo. L/T MDN-PRO - FRONT- 230 kV kV Cond. ACSS	30	13	2,303.75	17	$3,410.12	$622.24
15	SVC S/E LLS 230 KV	20	9	13,182.89	11	$18,934.54	$3,454.98
16	S/E ANTON ADICION Nave 230 kV	30	11	1,856.76	19	$3,879.24	$707.84
17	S/E PANAMA ADICION T-3	30	14	4,425.99	16	$8,047.48	$1,468.42
18	SVC S/E PA2 230 KV	20	12	10,013.55	8	$15,826.09	$2,887.78
19	L/T LLS -PAN II 500 kV 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2 Etapa 1	30	9	22,314.73	21	$90,097.60	$16,440.06
20	Adc. Nave 500 kV LLANO SANCHEZ	30	9	767.53	21	$29,601.75	$5,401.42
21	Adc. Nave 500 kV PANAMA II	30	9	767.53	21	$29,604.57	$5,401.93
22	Adic. Naves 230 Kv SRT	30	7	3,631.72	23	$14,859.90	$2,711.48
23	Adic. Naves 230 Kv PA2	30	7	1,285.82	23	$5,261.19	$960.01
				139,677.41		322,258.14	58,802.28

De la Tabla 9.14, el valor presente residual asociado a las inversiones de la Alternativa 2, es de US$ 58,802,282 en dólares de enero del año 2011.

Tabla 9.15: Cálculo del Valor Real del Plan de Expansión– Alternativa 2 Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.

Tasa de Descuento		12%
Monto de Inversion al ene-2011		139,677.41
Valor de Salvamento a ene-2011		58,802.28
Inversion Real a ene -2011		80,875.13

Resultados de la simulación operativa considerando la expansión- Alternativa 2

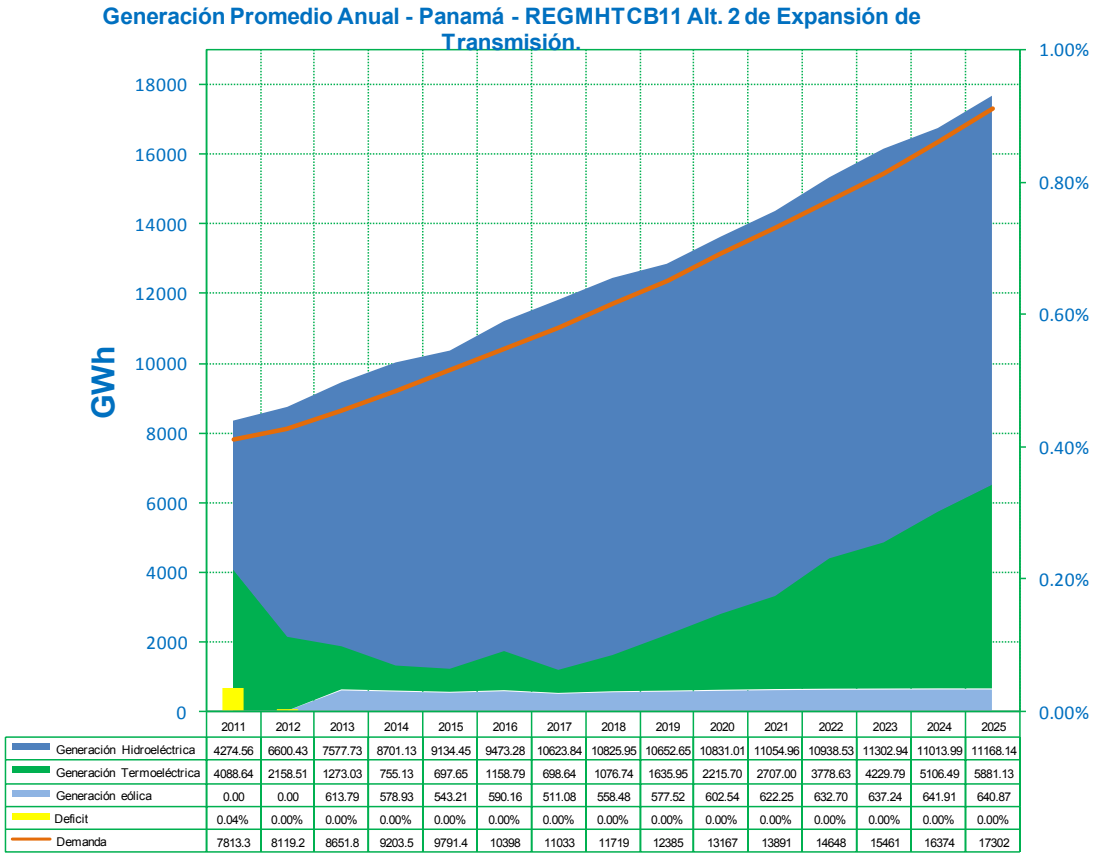
El resultado para el valor esperado del costo operativo del caso en que se considera la Alternativa 2 del plan de expansión del sistema Tabla 9.12 está ilustrado en la tabla a continuación.

Tabla 9.16: Valor esperado del costo operativo (total) y estadísticas – Alternativa 2 Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.

Costo Operativo (10^3 $)	Desviación Standard (10^3 $)	Costo Minimo (10^3 $)	Costo Maximo (10^3 $)
5,250,167.12	74,247.20	5,082,445.75	5,386,485.18

Este valor estimado para los costos operativos resultantes de despachos sin restricciones y de la valoración de los racionamientos evitados, es de 5,250.3 millones, una economía de 46.6% con respecto al caso de referencia. Con respecto, a los valores máximo y mínimo son inferiores en 45.5% y 47.2% respectivamente, al caso sin expansión. La comparación absoluta del costo operativo esperado en ausencia de expansión del sistema, se estima que los beneficios sean de **US$ 5,250 millones**, mientras que el costo de inversión real para el desarrollo e implementación del plan de expansión de largo plazo, presentado en la Tabla 9.15, es de aproximadamente **US$ 80 millones** a valor presente.

El comportamiento promedio para la producción de energía en el sistema Panameño, con el desarrollo del sistema de transmisión planteado por la alternativa 2 en el horizonte de largo plazo, se ilustra por la grafica presentada en la Figura 9.9 a continuación.



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Hidroeléctrica	4274.56	6600.43	7577.73	8701.13	9134.45	9473.28	10623.84	10825.95	10652.65	10831.01	11054.96	10938.53	11302.94	11013.99	11168.14
Generación Termoeléctrica	4088.64	2158.51	1273.03	755.13	697.65	1158.79	698.64	1076.74	1635.95	2215.70	2707.00	3778.63	4229.79	5106.49	5881.13
Generación eólica	0.00	0.00	613.79	578.93	543.21	590.16	511.08	558.48	577.52	602.54	622.25	632.70	637.24	641.91	640.87
Deficit	0.04%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Demanda	7813.3	8119.2	8651.8	9203.5	9791.4	10398	11033	11719	12385	13167	13891	14648	15461	16374	17302

Figura 9.9: Generación promedia anual – Panamá – Alternativa Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.

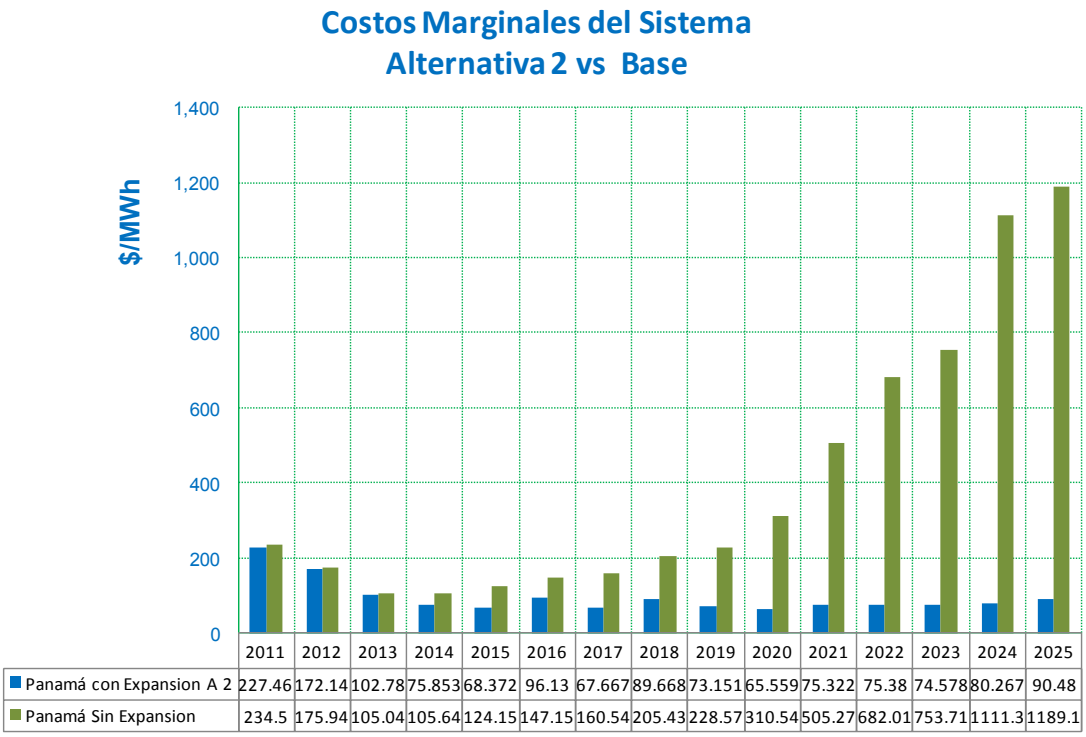
Se destaca además de la reducción del déficit esperado (ilustrado por las barras verticales en la Figura 9.9 vs la Figura 9.1 – un aumento del valor esperado de la producción de energía en las plantas hidroeléctricas (promedio anual superior a 9,665 GWh sobre los 8,400 GWh anuales que permite el caso base), para los años después de 2015 – un incremento de cerca de 15%.

El incremento en la producción hidroeléctrica, presenta en el año 2025, un diferencial global de más de 6,893 GWh de origen hidroeléctrico, para una participación de 63% de la oferta disponible; se observa también un incremento de la producción de generación de la componente térmica, de 1,793 GWh en el periodo de análisis, aunque reduciendo su participación relativa de un 49% en 2011 a solo un 33%.[10]

La Figura 9.10 a continuación ilustra los valores estimados para el costo marginal de demanda para la Alternativa 2 de expansión de largo plazo para el sistema de transmisión. Al igual que la Alternativa 1, el resultado más importante a destacar, respecto a la ilustración referente a la comparación de la variable de costo marginal de demanda, es la apreciación de una mejor estabilidad de los precios en

[10] Parámetros de producción superiores a los presentados por la Alternativa 1, en la sección anterior.

el horizonte de largo plazo, con una disminución más que significativa de los costos pronosticados, con respecto al caso de referencia.



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Panamá con Expansion A 2	227.46	172.14	102.78	75.853	68.372	96.13	67.667	89.668	73.151	65.559	75.322	75.38	74.578	80.267	90.48
Panamá Sin Expansion	234.5	175.94	105.04	105.64	124.15	147.15	160.54	205.43	228.57	310.54	505.27	682.01	753.71	1111.3	1189.1

Figura 9.10: Costo Marginal de Demanda – Panamá – Alternativa 2 Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.

La evaluación del comportamiento del costo marginal a nivel de barra, ilustrado a continuación en la Figura 9.11, es similar a la Alternativa 1, aunque con precios perceptiblemente menores. A partir del año 2015 se presenta una disminución de precios de la energía, lográndose una estabilidad después del año 2023. Lo que implica ausencia de restricciones y congestión de la Red en el largo plazo, justificando con excedencia esta opción ante el caso base.

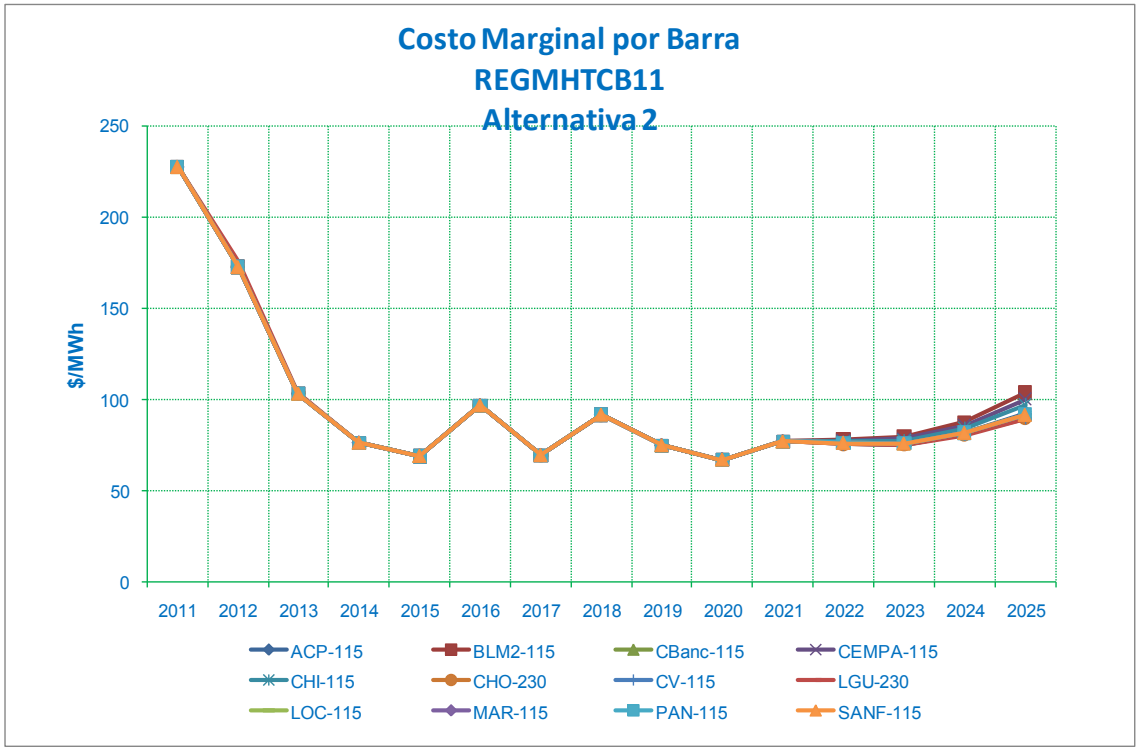


Figura 9.11: Costo Marginal de Barra – Panamá – Alternativa 2
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.

Como ya mencionamos, los beneficios estimados de la Alternativa 2 de expansión del sistema son de **$ 5,250 millones**, mientras que el costo de inversión directa para el desarrollo e implementación del plan de expansión de corto y largo plazo, presentado en la Tabla 9.12, es de aproximadamente **US$ 363 millones. A simple vista, l**os beneficios son sumamente mayores a la inversión en más de 14 veces.

Correspondiente a este monto de inversión directa, el costo de inversión aplicado es calculado en aproximadamente 139 millones. Con lo que el beneficio neto del periodo analizado se incrementa a 55 millones, resultando en una relación Beneficio-Costo del periodo es 91.

Por consiguiente, se infiere que la alternativa 2 de expansión del sistema de transmisión con estimados de beneficios mayores a la Alternativa 1 en beneficios en 3.5%, presenta una razón de Beneficio/costo ligeramente menor a la Alternativa 1 de expansión, consecuente con un monto de inversión directa mayor en 16%.

9.3 RESULTADOS Y SELECCIÓN DEL PLAN RECOMENDADO

Del análisis económico de las propuestas de expansión de la red se infiere, que ambas alternativas de expansión, durante todo el horizonte de planificación, producen montos de ahorros considerables de generación y transporte al sistema, equivalentes a la suma de los gastos esperados por el consumo de los combustibles y al costo evitado de racionamiento. Ver Figura 9.20

Como conclusión preliminar de la evaluación económica, se puede mencionar que las opciones de expansión analizadas, presentan una relativa similitud de comportamiento, permitiendo el incremento del flujo proveniente del componente hidroeléctrico del oriente del país, reduciendo así mismo los volúmenes de déficits esperados del sistema, de no ampliarse la actual red. Por consiguiente, los costos marginales promedios anuales, muestran una estabilidad de precios en el largo plazo, en contraposición de una red de transmisión sin modificaciones. Por lo cual, la expansión de la red es requerida, para la operación optima del sistema.

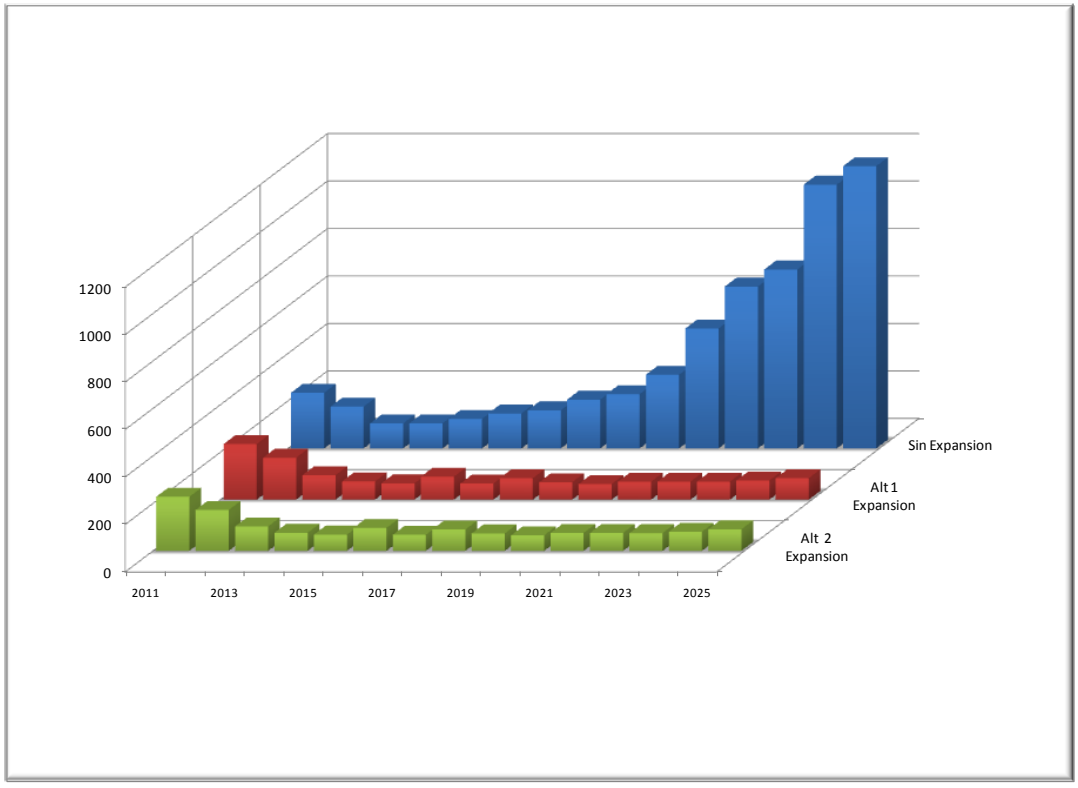


Figura 9.20: Costo Marginal de demanda Barra

La selección de la mejor alternativa de Expansión de la Red, se evalúa por medio de comparar los beneficios proyectados asociados a las diferentes alternativas de decisión de inversión con el correspondiente flujo proyectado de desembolsos, de manera de medir la capacidad financiera, con

lo cual se han de resarcir los compromisos de pagos para su realización. Montos que deben ser significativamente mayores que las otras opciones propuestas.

En las secciones anteriores se cuantificaron los beneficios de cada alternativa y los respectivos montos de inversión comprometidos en el horizonte del plan. Resumiendo los datos sistematizados, se desarrollo la siguiente Tabla resumen:

Tabla 9.27: Resumen Comparativo de Alternativas

ALTERNATIVAS	COSTO OPERATIVO TOTAL	BENEFICIOS AHORROS	MONTO DE INVERSION			BC (B-C)	RBC B/C
			DIRECTA	APLICADO	REAL		
CASO BASE SIN EXPANSION DE RED	9,832.2	0.0	60.5	39.8	30.9		
ALTERNATIVA 1 EXPANSION DE LA RED	5,338.0	4,494.2	285.3	139.7	94.9	4,430.3	70.26
ALTERNATIVA 2 EXPANSION DE RED	5,250.2	4,582.0	414.6	162.4	95.5	4,517.5	70.95

Las alternativas de expansión planteadas en el PESIN 2011-2025, muestran ser beneficiosas, ya que la implementación de ambas variantes de expansión presentan superávit, al eliminar restricciones del flujo eléctrico, lo cual se traduce en ahorros en el despacho económico de la demanda del sistema, con respecto al Caso base, sin expansión de la Red. Estos costos evitados o beneficios de la implementación de las respectivas alternativas de expansión, son de más de 4,400 millones de dólares, a precios de de enero del 2011.

La comparación de los beneficios entre las dos alternativas de expansión presentadas en el PESIN 2011-2025 permite identificar diferencias entre ellas. Los ahorros de la Alternativa 2 son levemente mayores que los presentados en la alternativa 1 en aproximadamente 87 millones de dólares, derivado del mayor volumen de beneficios producidos, es menos del 2% sobre el monto de los beneficios de la alternativa 1. Este monto diferencial entre las alternativas es consecuente con la implementación de una nueva L/T Llano Sánchez Panamá II de 500 kV versus una configuración basada en una L/T de 230 kV, lo que permite un mejor despacho económico de la energía especialmente de origen hidroeléctrica. Con lo cual se favorece la expansión a través de la Alternativa 2 sobre la Alternativa 1.

Aunque, el monto de inversión directa favorece la implementación de la alternativa de expansión 1, en razón que la alternativa 2 es más onerosa por aproximadamente 130 millones de dólares, un 70%. Lo que implicaría otro orden de merito, en razón a los requerimientos de inversión que cada configuración plantea.

Dada la contradicción de las señales indicadas de ahorros, costos directos aplicados y/o inversión real, no permiten tener una clara recomendación entre estas dos opciones de expansión, se requiere de un criterio que integre y compare todos los ingresos y egresos de las alternativas a la vez. En consideración a la información listada, se estima que el mejor criterio a utilizar, para seleccionar la propuesta de expansión optima del sistema, son los indicadores de Beneficio-Costo y la Razón Beneficio-Costo.

De los resultados se confirma la Alternativa 2, que presenta un monto desembolsado, es más onerosa por 130 millones que la alternativa 1. Con los cual el criterio simple de evaluación de Beneficios – Costos, en dólares del año 2001, es menor por 41.5 millones, por lo cual es posible decir que la Alternativa 1, produce mayores beneficios.

Con respecto a la razón Beneficio-Costo, estas alternativas pueden mostrar resultados, que implican ordenes de merito diferentes, dependiendo del indicador que se utilice. Ya sea que los indicadores de ahorros versus los costos de operación, sean directos, aplicados y/o reales.

Tabla 9.28: Razón Beneficio Costo

ALTERNATIVAS	RBC		
	DIRECTA	APLICADO	REAL
ALTERNATIVA 1 EXPANSION DE LA RED	20	45	70
ALTERNATIVA 2 EXPANSION DE RED	13	37	71

El indicador RCB medido a través de la inversión directa, o sea monto de inversión desembolsado y RCB aplicado, montos anuales aplicados a las obras del plan propuesto, valorado a valor presente de enero del 2011, favorecen la expansión de la red con la L/T en 230 kV, dada la relación de menor de costo de inversión.

Mientras que la Razón Beneficio/Costo, medida por medio de la inversión real de los planes alternativos, en que se considera el valor residual de los activos implementados en dólares de enero del año 2011, se favorece levemente la alternativa 2, con la L/T de 500 kV sobre la alternativa 1; en razón de un mayor monto de valor de salvamento al final del horizonte análisis. La ventaja alcanzada

por la alternativa 2, en este indicador es de menos de 1%, por consiguiente, se considera que un decisión basa en te indicador es indiferente entre sí.

En consideración que solamente en el criterio RBC medida a través de la inversión efectivamente desembolsada se favorece levemente la propuesta con la L/T de 500 KV, por menos de 1%. En segundo lugar se tiene que la Alternativa 2 es más onerosa que la Alternativa 1, por más de 130 millones, cifra significativa para un sistema eléctrico que requiere invertir al costo mínimo.

Consecuentemente, el análisis económico, recomienda la implementación de la Alternativa 1, consistente en la expansión de la Red a partir del año 2014, por medio de la repotenciación de varias líneas del sistema actual, el refuerzo con SVC y una nueva L/T Llano Sánchez – Panamá II de 230 kV que permitan el flujo eléctrico hacia el centro de carga sin las restricciones que el sistema actual de transmisión, le impondría al SIN, reforzada esta evaluación por ser la opción de menor monto de inversión directa, a realizar

CAPÍTULO 10: PLAN DE EXPANCIÓN A LARGO PLAZO

Tomando en cuenta el nuevo escenario de generación que considera las centrales generadoras hidro, obtenemos de los análisis realizados, que es necesario desarrollar los siguientes proyectos, de modo que el sistema de transmisión tenga la capacidad para transportar toda la generación de estas centrales, cumpliendo con las normas de calidad establecidas en el Reglamento de Transmisión.

Las ampliaciones identificadas en el largo plazo, 2015 – 2020, son las siguientes:

Proyectos Identificados en el Largo Plazo

1. Refuerzo Antón 2do circuito.

Debido a la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos del nuevo escenario incluido en el Plan Indicativo de Generación, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Llano Sánchez y Panamá con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de su limites de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. En este caso, el segundo circuito Llano Sánchez – Panamá II (230-12) se secciona en la S/E Antón, quedando de esta manera dos circuitos Llano Sánchez – Antón – Panamá II 230 KV

En este sentido, es necesario realizar la ampliación de la S/E Antón mediante la adición de una nave de tres interruptores 230 KV.

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

COSTOS

Inicio del Proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación: julio de 2015

Inversión: B/. 4,244,000 (incluye el seccionamiento de la línea)

2. Transformador T3 Panamá II

Debido al aumento de carga del área metropolitana y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá II es necesaria la adición de un tercer transformador de iguales características a los existentes, 230/115 KV, 105/140/175 MVA en esta subestación.

Esto Implica la ampliación de los patios de 230 y 115 KV de la subestación mediante dos naves de dos interruptores, para la conexión del transformador.

Inicio del Proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación: enero de 2016

Inversión: B/. 9,280,000

3. SVC Panamá II

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos a incorporarse al sistema en los próximos años (2010 – 2014), por un total de 966 MW y la posible entrada en operación del proyecto Changuinola II con 214 MW en el año 2017, es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el área de la ciudad de Panamá, Subestaciones Panamá y Panamá II, para así cumplir con los niveles de tensión establecidos por el Reglamento de Transmisión, tanto para condiciones normales de operación como contingencia y en análisis dinámico del sistema (estabilidad transitoria). Para esto, se determinó necesaria la adición de un SVC de +300 MVAR en la barra de 230 KV de la S/E Panamá II, para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad del sistema ante fallas en líneas de transmisión. El costo estimado de este equipo es el siguiente:

COSTO

Inicio del Proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación: abril de 2017

Inversión: B/. 23,845,000

4. Refuerzo Llano Sánchez – Panamá II 230 KV Etapa 1

Debido a la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos incluidos en el Plan Indicativo de Generación en el área de Chiriquí, específicamente en la cuenca del río Chiriquí Viejo y Bocas del Toro, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Llano Sánchez y Panamá II, con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de su límites permisibles de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. En este sentido, es necesario realizar las siguientes expansiones:

LINEAS

Línea de 230 KV Llano Sánchez – Panamá II
Cantidad de circuitos: 1
Longitud: 195 km
Conductor: alta temperatura de operación
Capacidad: 350 MVA (mínima normal) 500 MVA (contingencia), capacidad estimada

SUBESTACIONES

También será necesaria la ampliación de las subestaciones Llano Sánchez y Panamá II:

Llano Sánchez: adición de una nave de dos interruptores 230 KV
Panamá II: adición de una nave de dos interruptores 230 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

COSTOS

Línea:

Inicio del Proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación: julio de 2017

Inversión: Llano Sánchez – Panamá II: B/. 71,905,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación: julio de 2017

Inversiones:

S/E Llano Sánchez: B/. 2,770,000
S/E Panamá II: B/. 2,770,000
TOTAL: B/. 5,540,,000

Gran Total: B/. 77,445,000

5. Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV

Debido a que este es un proyecto a largo plazo, en revisiones posteriores del Plan de Expansión se verificará la necesidad de este proyecto, el cual depende de futuras plantas térmicas a instalarse en la provincia de Colón.

Debido a la entrada en operación de los proyectos termoeléctricos incluidos en el Plan Indicativo de Generación en el área de Colón, específicamente proyectos de Carbón de 250 MW, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Santa Rita y Panamá II, con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de su límites permisibles de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. Este refuerzo consiste en la energízación en 230 KV de la línea Santa Rita – Panamá II. En este sentido, es necesario realizar las siguientes expansiones:

SUBESTACIONES

Será necesaria la ampliación de las subestaciones Santa Rita y Panamá II:

Santa Rita: adición del patio de 230 KV con dos transformadores 230/115 KV, 100 MVA, dos naves de dos interruptores de 230 KV

Panamá II: adición de dos naves de dos interruptores 230 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

COSTOS

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2015
Inicio de Operación: enero de 2019

Inversión: S/E Santa Rita: B/. 15,509,000

S/E Panamá II: B/. 5,491,000

TOTAL: B/. 21,000,000

CAPÍTULO 11: PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

Las ampliaciones del sistema de comunicaciones determinada en el horizonte de corto plazo son las presentadas en la siguiente tabla. En el Anexo III-11 se presenta la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	hasta 2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
36	**PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES**	**0**	**75**	**0**	**1,680**	**411**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2,166**
37	REPOCISION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	0	75	0	558	0	0	0	0	0	0	633
38	REEMPLAZO DE RECTIFICADORES	0	0	0	102	0	0	0	0	0	0	102
39	EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES	0	0	0	104	0	0	0	0	0	0	104
40	REPOSICIONDE CROSCONECTORES	0	0	0	148	0	0	0	0	0	0	148
41	AMPLIACION COBERTURA DE RADIO DIGITAL	0	0	0	768	411	0	0	0	0	0	1,179
42												

CAPÍTULO 12: PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el corto plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-9, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	hasta 2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
43	**PLAN DE REPOSICIÓN**	**1,519**	**2,986**	**1,213**	**1,323**	**20**	**2,578**	**2,284**	**0**	**0**	**0**	**11,923**
44	**REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**	**1,519**	**2,986**	**1,213**	**1,323**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**7,041**
45	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	1,204	923	0	0	0	0	0	0	0	0	2,127
46	REMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA	0	547	0	0	0	0	0	0	0	0	547
47	REMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE	0	95	5	426	0	0	0	0	0	0	526
48	REMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE	0	1,257	1,208	0	0	0	0	0	0	0	2,465
49	ADQUISICIÓN EQ. MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES	315	164	0	0	0	0	0	0	0	0	479
50	REMPLAZO INTERRUPTORES 230 KV S/E PANAMA	0	0	0	852	0	0	0	0	0	0	852
51	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	45

CAPÍTULO 13: PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el largo plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-10, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	hasta 2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
52	**REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO**	**0**	**0**	**0**	**0**	**20**	**2,578**	**2,284**	**0**	**0**	**0**	**4,882**
53	REMPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	0	0	0	0	20	2,578	2,284	0	0	0	4,882

CAPÍTULO 14: PLAN DE PLANTA GENERAL

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de Planta General. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-12, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	hasta 2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
55	**PLAN DE PLANTA GENERAL**	**1,900**	**1,793**	**593**	**2,194**	**7,095**	**6,728**	**1,747**	**0**	**0**	**0**	**22,050**
56	EDIFICIO-ETESA	0	494	0	1,402	7,095	6,728	1,747	0	0	0	17,466
57	EQUIPO DE INFORMATICA	1,300	799	340	420	0	0	0	0	0	0	2,859
58	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	600	500	253	372	0	0	0	0	0	0	1,725

CAPÍTULO 15: PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN

Las siguientes solicitudes de acceso han sido aprobadas por ETESA. Se presenta a continuación una breve descripción de las mismas, con carácter informativo.

15.1 Subestación El Higo

La empresa distribuidora EDEMET Unión FENOSA alimenta su sistema de distribución en el occidente de la Provincia de Panamá a través de circuitos de distribución de 34.5 KV provenientes de la subestación Chorrera. Esta subestación cuenta con dos (2) transformadores de 230/115/34.5 KV con capacidad cada uno de 30/40/50/56 MVA, de acuerdo a sus distintas capacidades de enfriamiento, OA/FA/FOA/FOA2. El patio de 115 KV de esta subestación no se encuentra desarrollado hasta el momento.

Con el incremento de la demanda en Panamá Oeste y con el propósito de distribuir la carga en el sector, se instalará una nueva Subestación en El Higo con lo cual se aliviará carga a las Subestaciones próximas (La Chorrera y Llano Sánchez).

Se reduciría en un 18.37% aproximadamente la carga en la S/E Chorrera y un 6.87% aproximadamente en la Subestación Llano Sánchez.[11]

Inicialmente se hará un tap en el circuito 230-4B (Chorrera – Llano Sánchez) para la conexión del transformador y posteriormente se construirá la Subestación con un esquema de interruptor y medio, seccionando el circuito antes mencionado. Dicha subestación constará con un patio de 230 KV y dos naves, la primera de ellas con tres interruptores para el seccionamiento de la línea de transmisión y el segundo con dos cuchillas para la conexión del transformador.

Inicio del Proyecto: Enero de 2010
Inicio de Operación: Enero de 2013

Inversión: B/. 3,310,000

[11] Datos obtenidos según proyección de demanda en el sector suministrado a ETESA por la empresa de distribución EDEMET.

15.2 Subestación Chan I 230 KV

La empresa AES Panamá desarrolla el proyecto hidroeléctrico Changuinola 1, con capacidad de 223 MW, el cual debe entrar en operación a mediados del año 2011. Para la conexión de éste proyecto, la empresa AES Panamá ha propuesto seccionar la línea Changuinola – Fortuna 230 KV, propiedad de ETESA, aproximadamente a 20 km. de la Subestación Changuinola y extender esta línea aproximadamente 8.5 km hasta el sitio de la central.

De esta forma quedaría una línea Fortuna – Chan75 – Changuinola de 230 KV. La subestación Chan75 230 KV tendría configuración de interruptor y medio y la disponibilidad para que en un futuro pueda ser ampliada cuando sea necesaria la adición del segundo circuito en la línea de transmisión proveniente desde la subestación Fortuna y para la conexión de los demás proyectos hidroeléctricos de la cuenca del Río Changuinola, tales como Chan2. Este proyecto es considerado como conexión, pero la nave de 230 KV de esta subestación que secciona la línea de ETESA y la extensión del circuito hacia la S/E Changuinola I, serán propiedad de ETESA. Se ha estimado que el costo de esta nave y la extensión del circuito de 230 KV serán de aproximadamente B/. 7,009,630.

15.3 Subestación Antón 230 KV

La empresa generadora FERSA PANAMÁ S.A. construirá el parque eólico Toabré, con una capacidad instalada de 150 MW, el cual se encuentra ubicado al norte de Antón, del cual ya cuenta con la licencia definitiva otorgada por la ASEP. Para la conexión de este parque eólico es necesaria la construcción de una nueva subestación Antón 230 KV, la cual consta de una nave de tres interruptores para seccionar un circuito de la línea Llano Sánchez – Panamá II.

La ASEP ha indicado a ETESA que la propiedad de las subestaciones que seccionen líneas del Sistema Principal de ETESA deben pasar a formar parte de los activos de ETESA, por lo cual el patio de 230 KV de esta subestación deberá ser adquirido por ETESA. ETESA deberá adquirir la primera Nave de la subestación, la cual secciona la línea de transmisión. Se estima que el costo aproximado de esta nave es de B/. 4,783,000 y la misma debe entrar en operación a inicios del año 2013.

15.4 Adición de Transformador T3 de S/E Chorrera

Debido al aumento de carga en el sector de Panamá Oeste y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1, se adicionará un tercer transformador en la S/E Chorrera 230/34.5 KV, 100 MVA.

La adición de este transformador implica la ampliación de los patios de 230 y 34.5 KV incorporando un interruptor en el patio de 230 KV y la adición de una nave con dos interruptores en el patio de 34.5 KV de la S/E, además de todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo.

Inicio del Proyecto: enero de 2010
Inicio de Operación: agosto del 2012

Inversión: **B/. 6,357,000** (incluye la adición y equipos para la instalación del transformador)

15.5 Adición de Transformador T3 de S/E Llano Sánchez

Debido al aumento de carga en el sector de Provincias Centrales y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1, se adicionará un tercer transformador en la S/E Llano Sánchez de 230/115 KV, 100 MVA.

La adición de este transformador implica un interruptor en el patio de 230 KV, además de la ampliación del patio de 115 KV con una nave y dos interruptores nuevos. Se debe considerar todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo.

Inicio del Proyecto: enero de 2010
Inicio de Operación: agosto del 2012

Inversión: **B/. 6,498,000** (incluye la adición y equipos para la instalación del transformador)

15.6 Reemplazo de Transformadores

Debido al prolongado trompo de utilización (más de 30 años) de los transformadores T1 de Llano Sánchez, T2 de Chorrera y TT2 de Chorrera (transformador de aterrizaje) es necesario el reemplazo de los mismos. Esto está justificado en el Informe presentado en el Plan de Reposición de Largo Plazo. Los transformador de Llano Sánchez y Chorrera se reemplazarán por unos de mayor capacidad (60/80/100 MVA) para que así estas subestaciones cumplan con el Criterio de Seguridad N-1, de acuerdo a lo establecido en la modificación al RT.

El costo estimado es el siguiente:

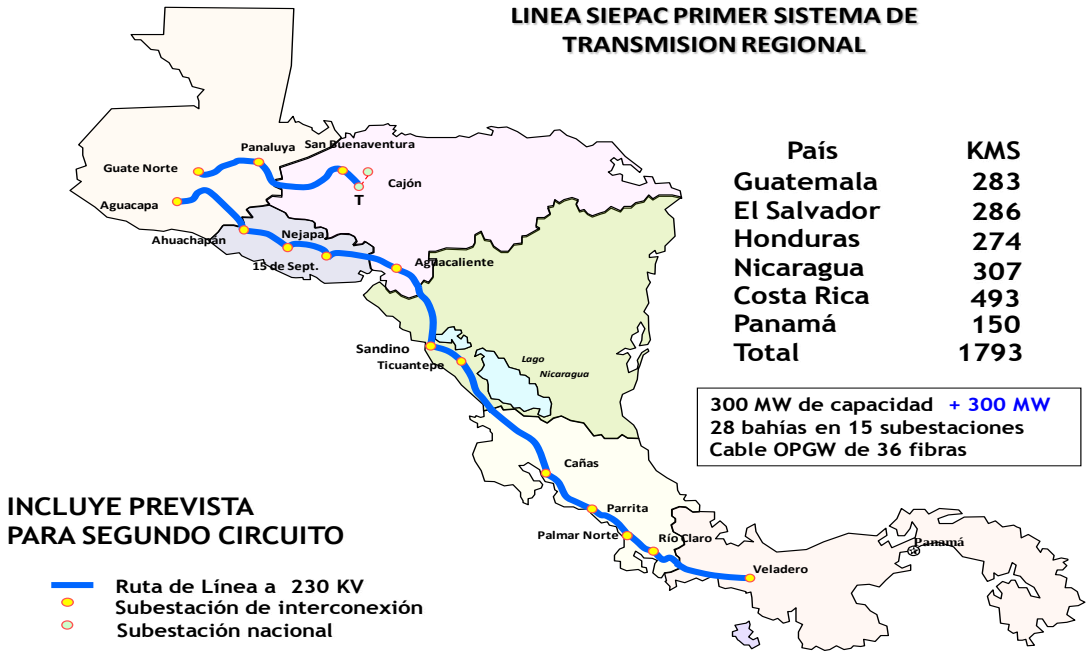
T1 Llano Sánchez: B/. 3,695,000, entrada en operación julio de 2015
T2 Chorrera: B/. 3,695,000, entrada en operación julio 2016
TT2 Chorrera: B/. 173,000, entrada en operación julio 2013

15.7 Proyecto SIEPAC

Introducción

El proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico mayorista en América Central denominado Mercado Eléctrico Regional (MER) y sus organismos regionales CRIE y EOR y en el desarrollo del primer sistema de transmisión regional denominado Línea SIEPAC.

La infraestructura de transmisión del Proyecto SIEPAC está siendo ejecutada por la Empresa Propietaria de la Red S.A. (EPR), empresa constituida en la República de Panamá, cuyos socios actuales son las empresas eléctricas de la región responsables de la transmisión nacional y las empresas ENDESA de España, ISA de Colombia y CFE de México, por partes iguales.



Estado de Avance del Proyecto

De acuerdo al programa de ejecución de las obras se tiene contemplado la entrada en operación de los diferentes tramos de acuerdo al cronograma siguiente:

No. Tramo	Nombre del Tramo	Fecha Término	SE Asociada	Fecha Término
1	Aguacapa - Frontera con El Salvador	15/06/2011	Aguacapa	06/06/2011
			Ahuachapán	15/09/2011
2	Guatemala Norte - Panaluya	31/10/2011	Guate Norte	24/12/2011
			Panaluya	13/06/2011
3	Panaluya - Frontera con Honduras	30/09/2011	Panaluya	13/06/2011
			San Buenaventura	30/08/2011
4	Frontera con Guatemala - Ahuachapán	31/05/2011	Ahuachapán	15/09/2011
			Aguacapa	06/06/2011
5	Ahuachapán - Nejapa	31/10/2011	Ahuachapán	15/09/2011
			Nejapa	16/07/2011
6	Nejapa - 15 de Septiembre	30/06/2011	Nejapa	16/07/2011
			15 de Septiembre	15/07/2011
7	15 de Septiembre - Frontera con Honduras	30/06/2011	15 de Septiembre	15/07/2011
			Agua Caliente	
8	Frontera con El Salvador - Agua Caliente	30/06/2011	Agua Caliente	30/04/2011
			15 de Septiembre	15/07/2011
9	Agua Caliente - Frontera con Nicaragua	15/06/2011	Agua Caliente	15/07/2011
			Sandino	24/12/2011
10	Torre 43 - San Buenaventura	15/07/2011	San Buenaventura	30/08/2011
11	Frontera con Guatemala - San Buenaventura	15/08/2011	San Buenaventura	30/08/2011
			Panaluya	13/06/2011
12	Frontera con Honduras – Sandino	15/09/2010	Sandino	24/12/2011
			Agua Caliente	15/07/2011
13	Sandino - Ticuantepe	30/06/2011	Sandino	24/12/2011
			Ticuantepe	14/04/2011
14	Ticuantepe - Frontera con Costa Rica	31/12/2010	Ticuantepe	14/04/2011
			Cañas	14/04/2011
15	Frontera con Nicaragua – Cañas	31/12/2010	Cañas	14/04/2011
			Ticuantepe	14/04/2011
16	Cañas – Parrita	31/08/2011	Parrita	27/07/2011
			Cañas	14/04/2011

17	Parrita - Palmar Norte	30/09/2012	Parrita	27/07/2011
			Palmar Norte	30/05/2011
18	Palmar Norte - Río Claro	15/10/2011	Palmar Norte	30/05/2011
			Río Claro	25/11/2010
19	Río Claro - Frontera con Panamá	30/04/2010	Río Claro	25/11/2010
			Veladero	25/11/2010
20	Frontera con Costa Rica – Veladero	15/10/2009	Veladero	25/11/2010
			Veladero	25/11/2010

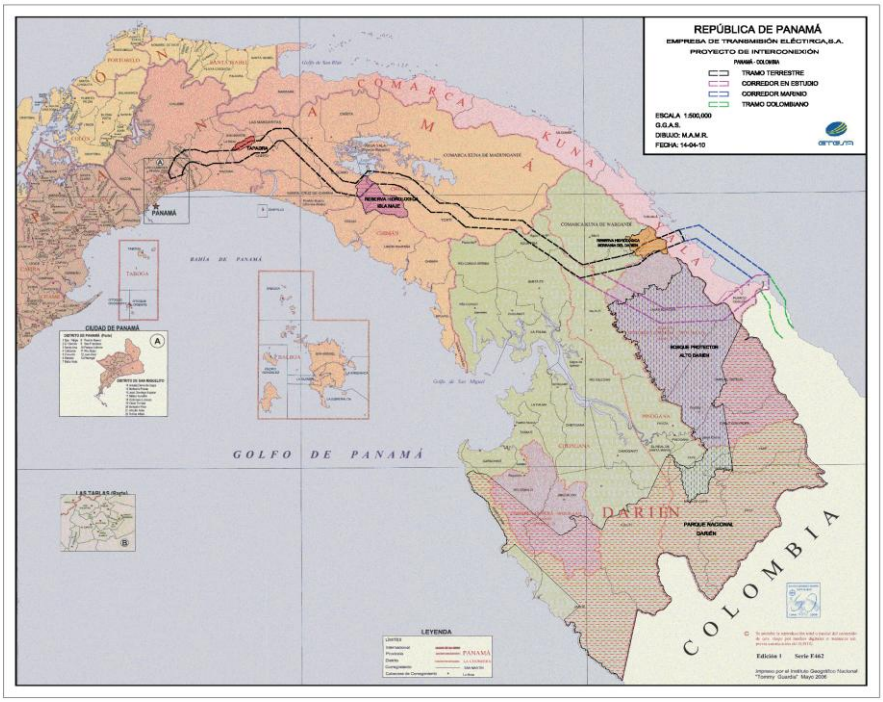
15.8 Proyecto de Interconexión Eléctrica Panamá – Colombia

Descripción Técnica

El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión en corriente directa de aproximadamente 600 Kilómetros de longitud entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá II en Panamá, a un voltaje de 450 KV y con una capacidad de transporte de hasta 600 MW.

Los análisis eléctricos consideraron para las diferentes alternativas estudiadas, tecnologías en transmisión de energía eléctrica en alta tensión con corriente alterna (HVAC) y con corriente directa (HVDC). En corriente alterna (HVAC) se presentan problemas de estabilidad ante fallas o contingencias en cualquiera de los sistemas eléctricos de los dos países. En términos comerciales, esta tecnología no permitiría garantizar la exportación e importación de energía eléctrica en condiciones de mercado.

Debido a lo anterior y considerando además las ventajas técnicas de control de las transferencias de potencia entre los países, las asociadas a costos, rutas y manejo ambiental, se concluyó que las alternativas en tecnología de corriente directa (HVDC) son las más viable técnicamente. Con esta tecnología de transmisión en (HVDC) la interconexión Colombia - Panamá cumpliría con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, definidos por las entidades reguladoras en cada país.



Situación Actual

La empresa Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP) responsable de la ejecución del proyecto, de acuerdo con un plan de trabajo definido, continúa avanzando en la ejecución de las actividades de viabilización del proyecto.

Con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y aportes de las empresas ISA y ETESA se realizaron los estudios técnicos, económicos, financieros y regulatorios necesarios para el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia.

A la fecha se cuenta con los estudios eléctricos de detalle, los prediseños y las especificaciones básicas del proyecto. Se tiene la autorización de conexión en Colombia y se avanza en el proceso de solicitud de acceso al sistema de Panamá y a la red de transmisión regional. Con recursos de la misma Cooperación Técnica con el BID ya se ha iniciado el Estudio de Impacto Ambiental y Social, y se viene realizando además un trabajo complementario de análisis y concertación, que permita definir el corredor de ruta más favorable para el desarrollo de la interconexión en la zona de la frontera, considerando aspectos ambientales, sociales, técnicos y financieros.

La empresa ICP, con el apoyo de ISA y ETESA, trabajan en este momento en la generación de las condiciones que hagan posible la realización de la subasta de asignación de los derechos financieros de acceso a la capacidad de la interconexión.

Por su parte, el proceso que define el esquema armonizado Colombia-Panamá está en una etapa avanzada; los reguladores de los dos países deben emitir la normatividad definitiva, consistente con la regulación regional (MER), buscando optimizar el uso de la línea. Producto de estas definiciones, los agentes colombianos que deseen participar en el mercado eléctrico panameño deberán constituirse en Agentes de Interconexión Internacional, y registrarse ante las autoridades correspondientes, lo cual implica que deberán acatar la legislación nacional, adquiriendo por esta vía todos los derechos y obligaciones de los Agentes de Panamá (y quedando además habilitados para participar en el MER).

Plan de trabajo

Las actividades del proyecto en el mediano plazo, se resumen a continuación:

Tema	Fecha	Estado
Armonización regulatoria - Análisis complementarios propuesta regulatoria - Resolución definitiva	Trimestre 4 – 2010 Trimestre 2 – 2011	En ejecución
Estudios ambientales de detalle	2011	En ejecución
Diseño línea (ingeniería detallada)	2011	Por iniciar ejecución
Subasta para asignación de derechos de acceso a la capacidad de la interconexión	2011	Por ejecutar
Hito Fundamental	Subasta Exitosa = ingresos que aseguren viabilidad financiera del proyecto	
Modelo financiero (Estructuración)	2011	Por ejecutar [Fase 2]
Construcción y montaje	2012 – 2013 – 2014	–

CAPÍTULO 16: PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ESTRATÉGICO

En el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2006, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la Resolución AN No. 372-Elec, se incluyó el aprovechamiento de fuentes renovables ubicadas en las cuencas de los Ríos Chiriquí Viejo, Piedra y Chiriquí, por medio de los proyectos estratégicos de las subestaciones Boquerón III 230/34.5 KV y Ampliación de la Subestación Caldera 115/34.5 KV, con el propósito de recoger la generación de proyectos hidroeléctricos en dichas cuencas. El Estado proporcionará los fondos necesarios para la construcción de estos proyectos.

La Subestación Caldera 115/34.5 KV ya se encuentra en operación y en la misma ya se han conectado los proyectos Algarrobos (10 MW) y Mendre (20 MW).

SUBESTACIÓN BOQUERÓN III 230/34.5 KV

La Subestación Boquerón III 230/34.5 KV entró en operación en febrero de 2011, la misma secciona la línea de transmisión 230-9 (Mata de Nance – Progreso) y cuenta con un transformador con capacidad máxima de 83.3 MVA. Esta subestación surgió como un proyecto estratégico que serviría para la conexión de proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad localizados cercanos a la misma y que clasifican como proyectos amparadas bajo del Ley No. 45 del 4 de agosto de 2004. Los promotores de estos proyectos habían enviado notas a ETESA indicando su intención de iniciar construcción pero no existían instalaciones para su conexión al Sistema Interconectado Nacional.

En esta subestación se conectarán las centrales hidroeléctricas Concepción (10 MW), Macano (3.4 MW) las cuales se encuentran ya en operación conectadas actualmente al sistema de distribución de EDECHI y Pedregalito (20 MW). Además de estas centrales se los proyectos hidroeléctricos Pedregalito II (13 MW), RP-490 (14 MW), Las Perlas Norte (10 MW) y Las Perlas Sur (10 MW) los cuales se encuentran en construcción e iniciarán operación próximamente. Todos estos proyectos suman un total de 80.4 MW, con lo que la capacidad de la Subestación Boquerón 3 queda copada.

Además de los proyectos antes mencionados, existen otros proyectos hidroeléctricos identificados en el área, algunos de los cuales ya han iniciado trámite con ETESA para su conexión a la subestación Boquerón III. A continuación se presenta un cuadro con los proyectos en el área.

Proyecto	MW
Terra 4 - Tizingal	4.64
Remigio Rojas	8.60
Bajos de Totuma	5.00
Porvenir Norte	4.00
Bugaba I	4.00
Bugaba II	7.00
La Herradura	4.00
Chuspa	6.66
La Cuchilla	10.00
Gariche I	6.47
Gariche II	4.00
Gariche III	4.00
Boqueron I	0.92
Boqueron II	0.92
Boqueron III	1.58
Total	**71.79**

Tabla 17-1

La Figura 17-2 muestra la ubicación de estos proyectos y el recorrido de la línea 230-9, Mata de Nance – Progreso 230 KV y la S/E Boquerón III:

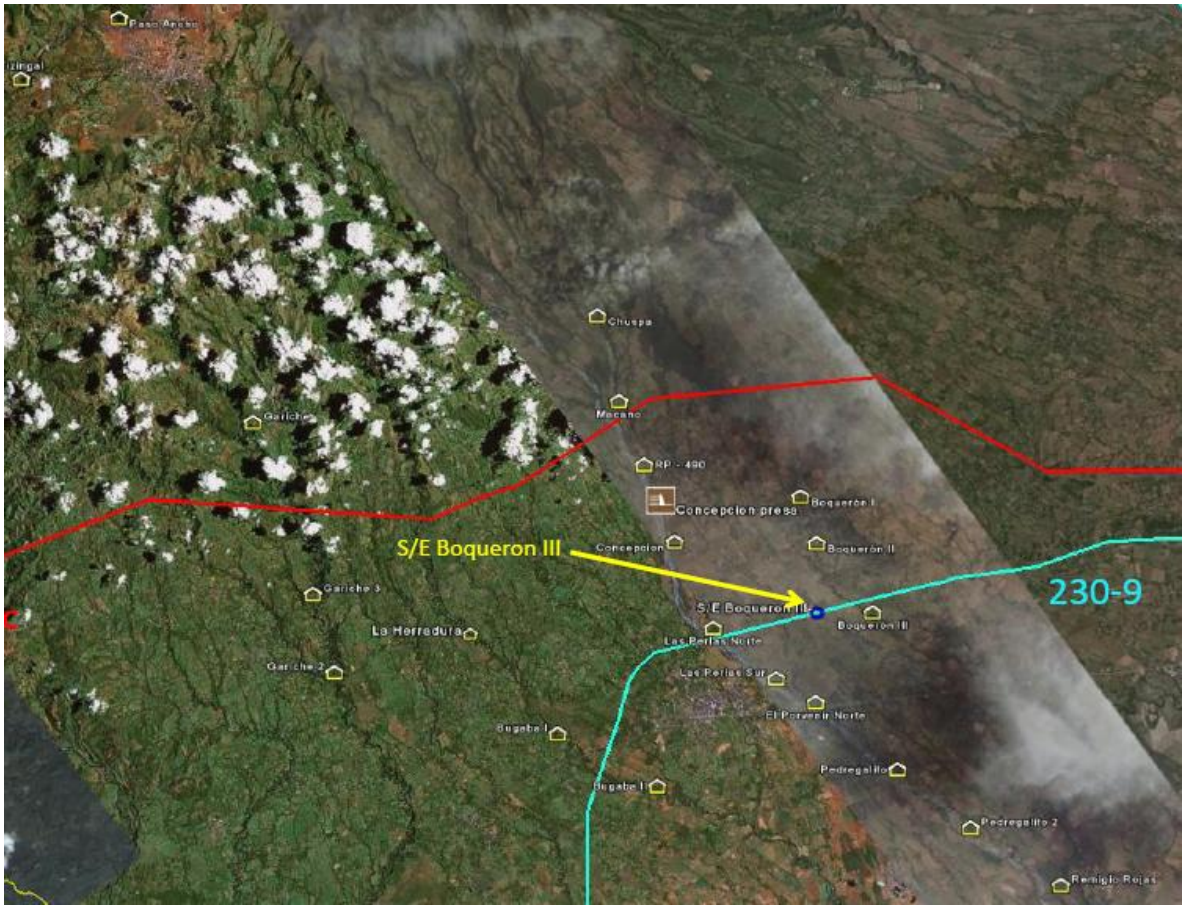


Figura 17-2

Con el objetivo de que se puedan conectar a la Subestación Boquerón III 230/34.5 KV los demás proyectos hidroeléctricos identificados en el área **es necesaria la ampliación de la S/E Boquerón III mediante la adición de un segundo transformador 230/34.5 KV, 83 MVA**, en la misma, además de los equipos necesarios para su conexión.

El costo de este proyecto es el siguiente:

Subestación:

Inicio del Proyecto: enero de 2012

Inicio de Operación: julio de 2013

Inversión: B/. 4,450,000

SUBESTACIÓN SAN BARTOLO 230/34.5 KV

En este Plan de Expansión de Transmisión del año 2011 se incluyeron varios proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad, algunos de los cuales califican dentro de la Ley No. 45 y cuyos promotores ya han solicitado a ETESA su conexión. Estos son los proyectos hidroeléctricos San Bartolo (15 MW), Las Cruces (9.17 MW), Los Estrechos (10 MW), La Laguna (9.3 MW) y Cañazas (5.9 MW). Estos cinco proyectos hidroeléctricos ya cuentan con Viabilidad de Conexión otorgada por ETESA y están tramitando su Contrato de Acceso con ETESA. Los mismos tienen fechas de entrada en operación para inicios de 2014. Con el objetivo de poder conectar estos proyectos hidroeléctricos al Sistema Interconectado Nacional, es necesaria la construcción de una nueva subestación estratégica denominada San Bartolo 230/34.5 KV, similar a la Subestación Boquerón III, ya que estos proyectos se encuentran alejados de las subestaciones existentes de ETESA.

Esta subestación incluye dos naves de interruptores, una de tres interruptores para la conexión de la línea de transmisión y una segunda nave con dos interruptores para la conexión del transformador 230/34.5 KV, con capacidad máxima estimada de 80 MVA, con el propósito de absorber la generación de otros proyectos identificados en el área, que se puedan desarrollar en un futuro.

El costo estimado de este proyecto es el siguiente:

Subestación:

Inicio del Proyecto: enero de 2012
Inicio de Operación: enero de 2014

Inversión: B/. 10.913,000

CAPÍTULO 17: CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- El sistema actual, año 2011, cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a los niveles de tensión tanto en condiciones de operación normal como en contingencia. Los resultados de estabilidad dinámica de las unidades de generación, son satisfactorias y no existe asincronismo en ninguna unidad en el sistema, dada una contingencia. Se observa recuperación efectiva del sistema en cuanto a frecuencia.

CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

- En todos los casos analizados la generación propuesta permite el adecuado abastecimiento de la demanda en el período 2011-2025.
- En general, para los escenarios analizados el sistema no presenta déficit de energía hasta el final del horizonte.
- El sistema presenta un costo operativo adecuado dada su composición sin restricciones de transmisión. Lo que implica que los proyectos planteados en planes de expansión anteriores fueron bien definidos, ya que ofrecen una operación confiable, de mínimo costo y sin déficit esperado. El costo de la generación se afecta principalmente por los costos de combustibles y no por la falta de transmisión.
- Es importante destacar que actualmente se está atravesando por un incremento generalizado en los costos del petróleo, lo que afecta el costo de los combustibles y a su vez incrementa de manera importante el costo operativo de un sistema donde la generación térmica tiene un componente importante.
- Adicionalmente, para este plan el costo del déficit es de 1850 USD/MWh, independientemente del porcentaje de racionamiento esperado, siendo que en planes anteriores ese costo era de 350 USD/MWh. Por lo anterior, cualquier racionamiento evitado tiene un peso relevante en los beneficios de cada proyecto que lo elimine.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenarios 1, 2 y 3 en los cuales aparecen 1158 MW de proyectos de generación hidro y eólica a corto plazo (2011-2014), se recomienda reforzar el sistema de transmisión mediante la repotenciación de las líneas de transmisión de 230 KV existentes.
- Además, se requiere para el año 2017 la adición de una línea Llano Sánchez – Panamá II 230 KV, doble circuito montando inicialmente el primer circuito, con la entrada en operación de nuevos proyectos hidroeléctricos en el occidente del país, especialmente Changuinola 2 (214 MW).
- Debido al aumento de capacidad en el área de Colón por la instalación de centrales térmicas, se requiera el refuerzo el sistema de transmisión Colón – Panamá II en 230 KV.
- Para transportar toda la generación planificada, es necesario la instalación de Sistemas de Compensación Reactiva Dinámica (SVC), con el objetivo de mantener un perfil de voltaje adecuado en las redes de 230 KV y 115 KV.

- Como conclusión final del análisis técnico económico se recomienda la implementación de la Alternativa 1 de Expansión del Sistema de Transmisión (Expansión con exportación al MER repotenciamiento de L/T existentes con sistemas de SVC en las S/E de Llano Sánchez y Panamá II, repotenciamiento de las líneas existentes (Guasquitas-Veladero - Llano Sánchez - Panamá II) y expansión de Llano Sánchez – Panamá II) a efecto de la menor inversión, con una relación de beneficio - costo excelente.

CAPÍTULO 18: RECOMENDACIONES

Año 2011:

- Repotenciación de los circuitos 230 -1C y 2B (Panamá – Panamá II) a 350 MVA.
- S/E Boquerón III, 230/34.5KV.

Año 2012:

- Adición del T3 en la S/E La Chorrera 60/80/100 MVA y 230/115/34.5 KV, debido a un aumento en la demanda en el sector Oeste.
- Adición del T3 en S/E Llano Sánchez 230/115 KV, 60/80/100 MVA. debido a un aumento en la demanda en provincias centrales.
- Reforzar el sistema de transmisión con la línea Changuinola - Guasquitas instalando el segundo circuito, ya que, con el aumento de la capacidad instalada de la central Changuinola 75, de 158 MW a 223 MW, además del Proyecto Hidroeléctrico Bonyic, con 30 MW, el circuito existente estaría sobre su límite térmico
- Instalación de un Banco de Capacitores de 120 MVAR en la Subestación Panamá II 115 KV.
- Instalación de Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.
- Instalación del transformador T4 de 230/115 KV, 210/280/350 MVA de la subestación Panamá.

Año 2013:

- Adición T2 S/E Boquerón III 230/34.5 KV
- Reforzar el sistema de transmisión del área de Colón hacia Panamá, mediante la construcción de un tramo de línea desde el Río Chagres – Panamá II 230 KV (operado en 115 KV) y un tramo de línea desde el Río Chagres – Santa Rita 115 KV, además de la ampliación en 115 KV de las Subestaciones Santa Rita y Panamá II.
- Repotenciación de líneas Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez – Panamá II (líneas 230-12-13-14-15-16-17, aumentando de 225 MVA a un mínimo de 314 MVA.
- Repotenciación de líneas Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA.
- Repotenciación de líneas Mata de Nance – Progreso – Frontera mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA.

Año 2014:

- SVC en S/E Llano Sánchez 230 KV con capacidad aproximada de +300 MVAR.
- S/E El Higo (Las Guías) 230 KV.
- Nueva S/E San Bartolo 230/34.5 KV, seccionando el circuito 230-15 (Veladero – Llano Sánchez).

Año 2015:

- Adición 2do circuito 230 KV en S/E Antón.

Año 2016:

- Instalación del transformador T3 de 230/115 KV, 105/140/175 MVA de la subestación Panamá II

Año 2017:

- SVC en S/E Panamá II 230 KV con capacidad aproximada de +300 MVAR.
- Refuerzo L.T. Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (doble circuito montando un circuito inicialmente).

Año 2019:

- Energizar en 230 KV la línea de transmisión Santa Rita – Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV), requiere la ampliación a 230 KV en ambas subestaciones.

PROYECTOS DE CARÁCTER GENERAL

En la Tabla 18-1 se resumen los proyectos propuestos en este plan de expansión. Los proyectos recomendados en esta tabla son independientes de los proyectos de conexión de transmisión de las nuevas plantas de generación que entren al sistema.

En el Anexo III-1 se presentan el plan de inversiones y las fichas de los proyectos propuestos. En la Tabla 18-1 a continuación se presenta el resumen de las inversiones necesarias en el sistema de transmisión, hasta el año 2019.

Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema Principal		
Repotenciación Línea Panamá – Panamá II 230 KV	2012	1,659
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2012	20,878
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2012	12,970
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2012	5,047
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	5,711
Adición e Instalación Transformador T4 S/E Panamá	2012	8,112
Reposición Radios Enlace de Microondas	2013	633
Reemplazo de Rectificadores	2013	102
Equipamiento de Multiplexores	2013	104
Reposición de Crosconectores	2013	148
Torres de Emergencia	2013	792
Transformador Móvil de Reserva	2014	4,595
Ampliación de Cobertura de Radio Digital	2014	1,179
Repotenciación Líneas Guas-Vel-LLS-Pan II 230 KV	2014	8,320
Repotenciación Líneas MDN-VEL-LLS-CHO-PAN 230 KV	2014	52,902
Repotenciación Líneas MDN-PRO-FRO 230 KV	2014	3,860
SVC S/E Llano Sánchez 230 KV	2014	23,845
S/E Las Guías 2do circuito 230 KV	2014	3,310
S/E Antón 2do circuito 230 KV	2015	4,244
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2015	9,280
SVC S/E Panamá II 230 KV	2017	23,845
Refuerzo Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2017	77,445
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2019	21,000
Plan de Reposición		
Protecciones	2010-2013	2,651
Subestaciones	2010-2013	1,925
Reemplazo T2 S/E Mata de Nance	2012	2,465
Reemplazo T3 Panamá	2016	4,882
Plan Estratégico		
S/E Boquerón III 230/34.5 KV	2011	8,400
Adición T2 S/E Boquerón III 230/34.5 KV	2013	4,450
S/E San Bartolo 230/34.5 KV	2014	10,913
Plan de Planta General	2010-2016	22,050
Sistema de Conexión	2011-2016	26,061

Tabla 18-1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2011 – 2025

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011 – 2025

Resumen Ejecutivo

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-146-2011

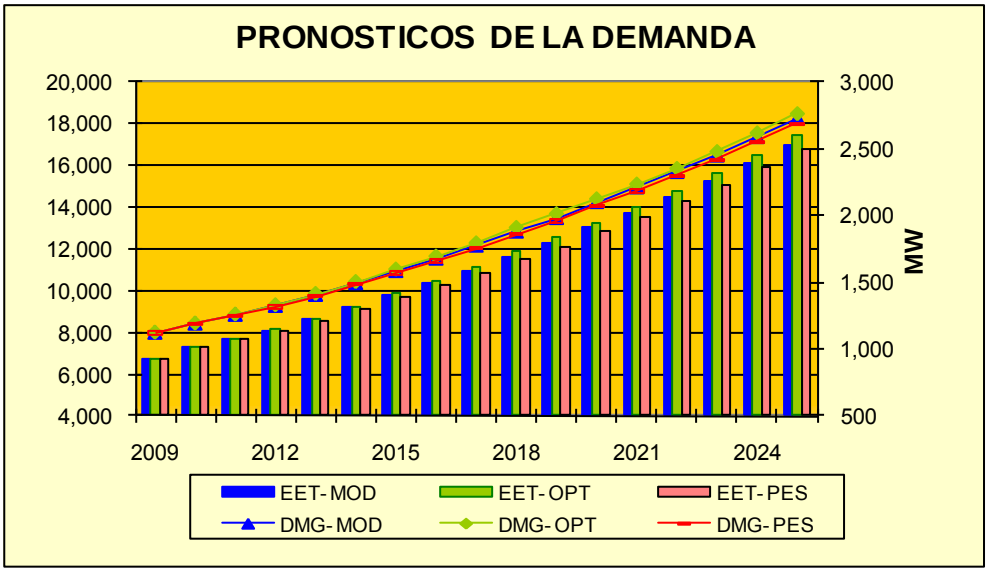
29 de Junio de 2011

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro. Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • **www.etesa.com.pa**

TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS

Estas proyecciones de demanda, indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar tasas de crecimiento, por el orden de 5.7 a 6.0% promedio anual, para todo el periodo de análisis, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 5.6 a 5.8%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.



Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las recientes perspectivas económicas de índole positiva de Panamá, en especial el resultado de los años 2006 – 2008, con crecimiento superiores a los promedios históricos, una tasa de 10.7% sostenida anual. Basados en factores dinámicos externos, como el desarrollo del transporte marítimo y a las actividades de servicio conexas al Canal, resultado de un comercio mundial en expansión, y al efecto del boom inmobiliario producto del desarrollo de viviendas de alto costo dirigido a extranjeros.

Luego de pasado el reciente retroceso económico del año anterior 2009, donde el país solo logró alcanzar un 3%, a la sombra de de una crisis mundial económica, que le introdujo en el corto plazo, significativas incertidumbres al proceso de pronóstico de la economía nacional.

Sin embargo, la mejora de la perspectiva económica global, fundamentada en la recuperación de la economía norteamericana y de la reorientación al camino positivo de la mayor parte de las economías europeas, a partir del tercer trimestre del año 2009, prevén un nuevo repunte económico nacional, el cual se vislumbra a partir del presente año 2010, donde se espera registrar al final del

año una tasa entre 6.8 y 7.2%. O sea, un nuevo cambio a la tendencia positiva, probablemente el inicio de un nuevo ciclo de crecimiento.[1]

Por consiguiente, el pronóstico para los años 2011-2012 de la demanda eléctrica en el país, se fundamentan principalmente en factores a lo interno de la economía nacional, liderizados por los trabajos de ampliación del Canal, de la ejecución de los proyectos estatales de infraestructura y de fuerzas dinámicas al entorno interno de manera que se mantenga el impulso del reciente y sostenido salto de la economía nacional. Aunque, con el tiempo el efecto de la lenta pero sostenida recuperación del comercio mundial en el 2011 y por ende la recuperación de la Zona Libre y sus actividades conexas, así como del crecimiento del turismo internacional, deben volver a ser los motores principales del nuevo impulso económico.

Para el corto plazo (2011-2014), los cálculos reflejan crecimientos más altos, entre 5.9 y 6.3%, según la ocurrencia de escenarios moderado, optimista o pesimista, respectivamente. En el largo plazo (2015-2025), las tasas de crecimiento son levemente más moderadas, 5.7 y 5.9%, respondiendo a escenarios más conservadores con respecto a los parámetros económicos.

Los escenarios analizados se califican de conservadores, debido a las restricciones que le impone la serie histórica, sin precedentes de crecimientos sostenidos similares, a los rangos resultantes del corto plazo.

SIN CONSIDERAR AHORRO ENERGÉTICO						
PERIODO	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESISMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2011-2014)	6.03%	5.94%	6.28%	6.10%	5.89%	5.80%
LARGO PLAZO (2015-2025)	5.72%	5.59%	5.90%	5.64%	5.66%	5.52%
ANALISIS (2011-2025)	5.82%	5.70%	6.03%	5.78%	5.73%	5.61%

Lo inédito en el Pronóstico de Demanda 2011-2025, es la incorporación de la carga futura de magnos proyectos de infraestructura, por parte del Estado, a partir del año 2013, en donde destacan el Proyecto Integral de Saneamiento de la Bahía de Panamá y la construcción de un sistema de transporte masivo para la capital del país, "El Metro", adicional a otros nuevos proyectos estatales, en vías de realización, para su desarrollo dentro del periodo de análisis.[2]

[1] De acuerdo a la Fondo Monetario Internacional (FMI), Panamá alcanzara una tasa sostenida anual de 6.6%, en el quinquenio (2010-2014). Noviembre, del 2010.

[2] Construcción de la nueva ciudad gubernamental, fases de expansión de la Cinta Costera de la Ciudad de Panamá, construcción de la fase final de la autopista Panamá Colón (Santa Rita – Colón), y otras obras estatales propuestas, las cuales se encuentran a la fecha, a nivel de perfil.

TOMO II: PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

Tal como se establece en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, en el Plan Indicativo de Generación se tomó como punto de partida los criterios y escenarios planteados por la Secretaría Nacional de Energía (SNE), entidad que estableció los siguientes criterios: Criterio de Mínimo Costo, El Costo Incremental Promedio de Largo Plazo, Criterio de Confiabilidad de Energía y Criterio de Confiabilidad de Potencia, Costo de Racionamiento de Energía. Otros parámetros utilizados fueron: tasa de descuento del 12%, horizonte de 15 años para el plan de expansión y la utilización de montos de inversión actualizados para los proyectos de generación.

Para este estudio se emplearon dos escenarios de crecimiento de la demanda provenientes del estudio respectivo: el escenario moderado (medio), donde se pronostica que el crecimiento de la energía anual para el periodo de corto plazo (2011-2014) estará entre 5.3% y 6.4% mientras que en el escenario optimista (alto) con tasas de crecimiento anual de 5.6% y 6.6% en cuanto a la potencia se presentan crecimientos de 5.3% a 6.3% en potencia para los dos escenarios de demanda.

En el caso de los precios de los combustibles convencionales (bunker C, diesel liviano) y no convencionales (gas y carbón) utilizados para la generación térmica existente y futura del país, se consideró un escenario base de precios bajos y altos, aplicándole la tendencia alta (“High Price”) de la proyección estimada por el “Annual Energy Outlook” de diciembre de 2010 de la EIA/DOE.

Para el presente estudio se tomó en cuenta los 1,769.3 MW instalados actualmente, de los cuales 848.5 MW son de centrales hidroeléctricas y 918.1 MW de centrales termoeléctricas. Esto equivale a 48.0% de capacidad instalada de origen hidroeléctrico y 52.0% termoeléctrico. Sin considerar el plantel perteneciente a la ACP. Para este estudio no se toma en cuenta la totalidad de la capacidad instalada en la ACP ya que el objetivo de la ACP es mantener el buen funcionamiento del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en ofertar sus excedentes de energía y potencia.

Se consideran como proyectos candidatos aquellos con estudios de reconocimiento, de prefactibilidad o factibilidad, que además, tienen emitida y vigente la respectiva resolución de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), entidad que certifica la obtención definitiva de la concesión para la explotación y operación; y/o tenga al menos la autorización de conducencia de aguas de la Autoridad Nacional del Medio Ambiente (ANAM) para tramitar la respectiva Concesión de Aguas.

Dentro de los proyectos candidatos en el presente estudio no se consideran las fuentes Mareomotriz, ni proyectos que utilizan turba como combustible, debido a la falta de información técnica de estos tipos de tecnologías de generación.

Los planes de expansión se obtuvieron mediante la utilización de los modelos OptGen y SDDP. El modelo OptGen obtiene el programa de inversión de mínimo costo para cada caso, junto con un modelo de despacho que corresponde a una versión simplificada del SDDP.

Luego, con el modelo SDDP, se verificó la satisfacción de los criterios de confiabilidad energética para obtener parámetros técnicos y económicos del despacho. Adicionalmente, se verificó para todos los planes que éstos cumplieran a cabalidad con los criterios de confiabilidad de potencia establecidos.

Se obtuvieron planes de expansión para cada uno de los siguientes escenarios establecidos por la Secretaría Nacional de Energía.

Caso No. 1: REGMHTCB11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que generan a base de carbón a partir del 2015.

Caso No. 2: REGMHTCBEO11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón a partir del 2015, además fuentes de generación eólica a partir del año 2014.

Caso No. 3: REGMHTTLA11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón a partir del 2015, además fuentes de generación eólica a partir del año 2014 y de gas natural a partir del años 2015.

Planes de Demanda Media

REGMHTCB11

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA		Hidro	Eólico	Térmo	Total	Capacidad Instalada Actual =		Entrada en Operación		OFERTA		Hidro	Eólico	Térmo	Total	Capacidad Instalada Actual =		Entrada en Operación		OFERTA		Hidro	Eólico	Térmo	Total	Capacidad Instalada Actual =	
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW						1912.10	Año	Mes	Proyecto	MW						1912.10	Año	Mes	Proyecto	MW						1912.10
2011	Mar	1,3300	3.0	Lorena	33.80							2011	Mar	Lorena	33.80							2011	Mar	Lorena	33.80						
	Mar			Los Planeras 1	4.00								Mar	Los Planeras 1	4.00								Mar	Los Planeras 1	4.00						
	Abr			GLM (Conversión Carbón)	132*			132*					Abr	GLM (Conversión Carbón)	132*			132*					Abr	GLM (Conversión Carbón)	132*			132*			
	Abr			Pedregalito	30.00								Abr	Pedregalito	30.00								Abr	Pedregalito	30.00						
	Jul			Bajo de Mina	66.00	411			411	3333			Jul	Bajo de Mina	66.00	411			411	3333			Jul	Bajo de Mina	66.00	411			411	3333	
	Ago			Chan I	223.48								Ago	Chan I	223.48								Ago	Chan I	223.48						
	Sep			Pedregalito 2	15.00								Sep	Pedregalito 2	15.00								Sep	Pedregalito 2	15.00						
	Sep			Prudencia	66.00								Sep	Prudencia	66.00								Sep	Prudencia	66.00						
	Dic			El Fraile	8.47								Dic	El Fraile	8.47								Dic	El Fraile	8.47						
2012	Mar	1,8330	3.0	Galrón	88.70							2012	Mar	Galrón	88.70							2012	Mar	Galrón	88.70						
	Abr			La Huaca	8.00								Abr	La Huaca	8.00								Abr	La Huaca	8.00						
	May			Las Perlas Norte	15.00								May	Las Perlas Norte	15.00								May	Las Perlas Norte	15.00						
	Jun			Guaica	30.00	100			100	3313			Jun	Guaica	30.00	100			100	3313			Jun	Guaica	30.00	100			100	3313	
	Jun			Las Perlas Sur	15.00								Jun	Las Perlas Sur	15.00								Jun	Las Perlas Sur	15.00						
	Jun			Mendre 2	8.00								Jun	Mendre 2	8.00								Jun	Mendre 2	8.00						
	Nov			Cochea	15.00								Nov	Cochea	15.00								Nov	Cochea	15.00						
2013	Ene	1,4033	0.3	Bajos de Toruma	8.00							2013	Ene	Bajos de Toruma	8.00							2013	Ene	Bajos de Toruma	8.00						
	Ene			Caldera	4.00								Ene	Caldera	4.00								Ene	Caldera	4.00						
	Ene			Eólico I	100.00		100						Ene	Eólico I	100.00		100						Ene	Eólico I	100.00		100				
	Feb			RP - C90	8.00								Feb	RP - C90	8.00								Feb	RP - C90	8.00						
	May			Bajo Frío	26.00								May	Bajo Frío	26.00								May	Bajo Frío	26.00						
	May			Monte Irlo	21.60								May	Monte Irlo	21.60								May	Monte Irlo	21.60						
	May			Pando	33.00	300			443	3333			May	Pando	33.00	300			443	3333			May	Pando	33.00	300			443	3333	
	Jun			TERRA - TIZING 0L	4.84								Jun	TERRA - TIZING 0L	4.84								Jun	TERRA - TIZING 0L	4.84						
	Jul			El Sindigo	10.00								Jul	El Sindigo	10.00								Jul	El Sindigo	10.00						
	Ago			San Andrés	8.00								Ago	San Andrés	8.00								Ago	San Andrés	8.00						
	Oct			Remigio Rojas	8.60								Oct	Remigio Rojas	8.60								Oct	Remigio Rojas	8.60						
	Dic			Sonyic	31.30								Dic	Sonyic	31.30								Dic	Sonyic	31.30						
	Dic			El Ulno	66.00								Dic	El Ulno	66.00								Dic	El Ulno	66.00						
2014	Ene	1,0910	0.8	Cañazas	3.84							2014	Ene	Cañazas	3.84							2014	Ene	Cañazas	3.84						
	Ene			La Laguna	6.30								Ene	La Laguna	6.30								Ene	La Laguna	6.30						
	Ene			Las Cruces	5.17								Ene	Las Cruces	5.17								Ene	Las Cruces	5.17						
	Ene			Los Barrachos	15.00								Ene	Los Barrachos	15.00								Ene	Los Barrachos	15.00						
	Ene			Ojo de agua	6.48								Ene	Ojo de agua	6.48								Ene	Ojo de agua	6.48						
	Ene			San Bartolo	15.30	143			143	3131			Ene	San Bartolo	15.30	143			143	3131			Ene	San Bartolo	15.30	143			143	3131	
	Abr			Santa María 62	23.60								Abr	Santa María 62	23.60								Abr	Santa María 62	23.60						
	Ago			Los Planeras 2	3.73								Ago	Los Planeras 2	3.73								Ago	Los Planeras 2	3.73						
	Ago			San Lorenzo	8.40								Ago	San Lorenzo	8.40								Ago	San Lorenzo	8.40						
	Dic			Surica	20.00								Dic	Surica	20.00								Dic	Surica	20.00						
	Dic			Ponerillos	4.17								Dic	Ponerillos	4.17								Dic	Ponerillos	4.17						
2015	Ene	1,2910	0.1	Barro Blanco	38.84	38			38	3133		2015	Ene	Barro Blanco	38.84							2015	Ene	Barro Blanco	38.84						
													Ene	Eólico II	45.00	38	45		83	3173			Ene	Eólico II	45.00						
																								CCGNTCOL**	126.00	38	45	338	388	3373	
																								CCGNTGLM**	130.00						
													Ene										Ene	CC GNL 200	200.00						
2016	Abr	1,0777	2.9	Tabasará II	214.00	240			240	3378		2016	Abr	Tabasará II	214.00	240			240	3413		2016	Abr	Tabasará II	214.00	240			240	3513	
	Dic			Chan II	214.00								Dic	Chan II	214.00								Dic	Chan II	214.00						
2017	Ene	1,7721	3.8									2017	Ene	Eólico III	83.00		80		80	3403		2017	Ene	Eólico III	83.00		80		80	3503	
2018	Ene	1,8838	3.9	Carbón A	300.00			300	300	3638		2018	Ene	Carbón A	300.00			300	300	3716		2018	Ene	CC GNL 250 A	300.00			300	300	3816	
2019		1,9310	3.0									2019	Ene	Eólico IV	132.00		132		132	3868		2019	Ene	Eólico IV	132.00		132		132	4068	
2020	Ene	1,1010	0.0	Carbón B	300.00			300	300	3878		2020	Ene	Carbón B	300.00			300	300	4118		2020	Ene	CC GNL 250 B	300.00			300	300	4218	
2021		2,1113	3.3									2021	Ene									2021	Ene								
2022	Ene	2,2309	3.3	Carbón C	300.00			300	300	4138		2022	Ene	Carbón C	300.00			300	300	4388		2022	Ene	CC GNL 250 C	300.00			300	300	4288	
2023	Ene	2,4208	3.8	Carbón D	300.00			300	300	4378		2023	Ene	Carbón D	300.00			300	300	4681		2023	Ene								
2024		2,5388	3.7									2024	Ene									2024	Ene								
2025		2,7387	3.0									2025	Ene									2025	Ene	CC GNL 100	100.00			100	100	4888	
				Total Instalado por Tipo mWWh		1388	180	1000						Total Instalado por Tipo mWWh		1388	380	1000						Total Instalado por Tipo mWWh		1388	380	1080			

Los planes de expansión planteados consideran la incorporación de 1009 MW en plantas hidráulicas y 150 MW de generación de fuentes eólicas en todos los casos analizados, presentando ligeras diferencia a partir del año 2015, según sea el escenario. En el caso REGMHTCBEO11 se adicionan 240 MW en plantas eólicas con respecto al caso REGMHTCB11, en el caso REGMHTTLA incorpora gas natural a partir del año 2015 y se considera la adecuación a gas, de los ciclos combinados de Termocolón y BLM.

En el cuadro a continuación muestra los costos de Inversión, Operación y Déficit de los tres planes de demanda media, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al caso base REGMHTCB11. Lo indicado en este cuadro nos permite concluir que con la entrada de las plantas eólicas (Caso REGMHTCBEO11), el costo de operación presenta una rebaja significativa pero a su vez, un aumento sustancial en el costo de inversión, haciendo que el caso base (REGMHTCB11) sea más factible. En comparación con el caso de Gas (REGMHTTLA11), donde la inversión resulta mayor debido a la instalación de una planta de regasificación en el país, el costo de inversión supera en 238.9 M$ al caso base, lo que hace que este plan no sea muy atractivo a pesar de que el costo de operación es menor que el obtenido en el caso base.

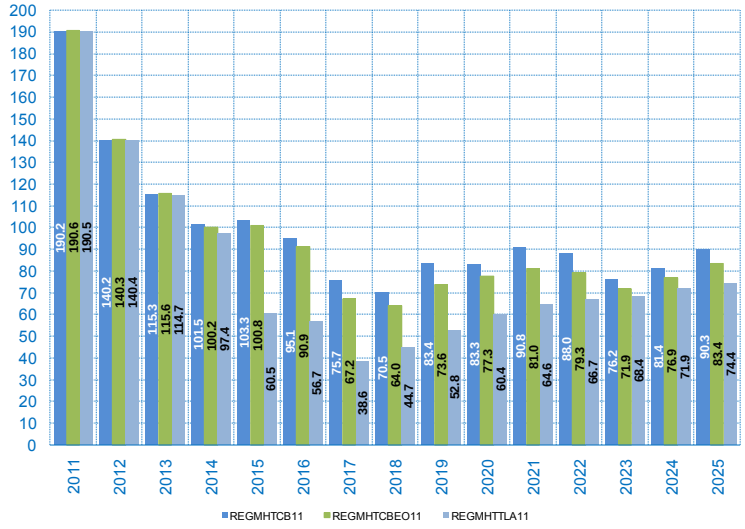
Comparación de Costos por Caso

DEMANDA MEDIA					
Caso	Cost. Inv	Cost. Oper	Cost. Def.	Cost. Total	Dif
REGMHTCB11	2623.1	1867.8	0.4	4491.3	0.0
REGMHTCBEO11	2742.4	1753.4	0.5	4496.3	5.0
REGMHTTLA11	2862.0	1771.7	0.3	4634.0	142.8

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

Los costos marginales de los tres casos de demanda media estudiados presentan la misma tendencia, donde se puede apreciar que el caso de Gas presenta el menor costo marginal, dado que con el uso de este combustible eficiente y con un precio económico se logra una reducción notable en el costo de la energía.

Comparación de los Costos Marginales



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

Las sensibilidades planteadas son aquellas consideradas de mayor importancia ante cambios imprevistos en el plan de expansión, considerando en especial, por su capacidad e importancia, el atraso en la incorporación de los proyectos hidroeléctricos de mayor magnitud, especialmente dentro del período crítico: atraso de seis meses de los proyectos Chan I y Baitún; atraso de un año, enero de 2015, de los Proyectos Hidroeléctricas de Cañazas, Las Cruces, Los Estrechos, La Laguna y San Bartolo; y un año de atraso al Proyecto Eólico 1.

En cuanto a la interconexión con Colombia se analizaron dos esquemas. Un primer esquema considerando el inicio de la interconexión en una primera etapa de 300 MW en el año 2015 y una segunda etapa donde se incrementan 300 MW más a la capacidad de intercambio en el año 2020. El segundo esquema considera la interconexión con 600 MW de capacidad desde enero de 2015. Ambos esquemas muestran tener un impacto importante en la disminución del CMS de Panamá. El primer esquema disminuye el CMS en 56% y el segundo esquema lo hace en un 79% en el primer año, 2015

Los análisis realizados entre los planes ante una demanda alta de energía en comparación con los planes de demanda media no muestran diferencias apreciables en el costo marginal permaneciendo la condición del sistema como exportador neto.

Es importante resaltar que, para los proyectos hidroeléctricos, se utilizaron los costos proporcionados por sus promotores y que la introducción de proyectos eólicos en el sistema, impacta en el costo marginal global del sistema. Es necesario evaluar las condiciones del sistema, que permitan absorber las variaciones en la generación de los proyectos eólicos, originadas por el comportamiento aleatorio del viento.

TOMO III: PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

INFORMACIÓN UTILIZADA

Para elaborar el estudio se utilizaron las proyecciones de demanda elaboradas por ETESA y presentadas en el informe de Estudios Básicos, entregado a la ASEP en enero de 2011. La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2010 y a información solicitada a las empresas distribuidoras.

Para el horizonte 2011 – 2025 se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en abril de 2011.

Para la expansión de la transmisión se utilizan como referencia los proyectos propuestos en el plan de expansión vigente, el cual es el Plan de Expansión del 2010, aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No. 4260-Elec del 21 de febrero de 2011 y los que ETESA ha identificado como prioritarios.

Se modela el sistema eléctrico con un total de 346 barras, 174 líneas, 154 transformadores de 2 devanados y 53 transformadores de 3 devanados, y 172 generadores y 148 cargas. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación.

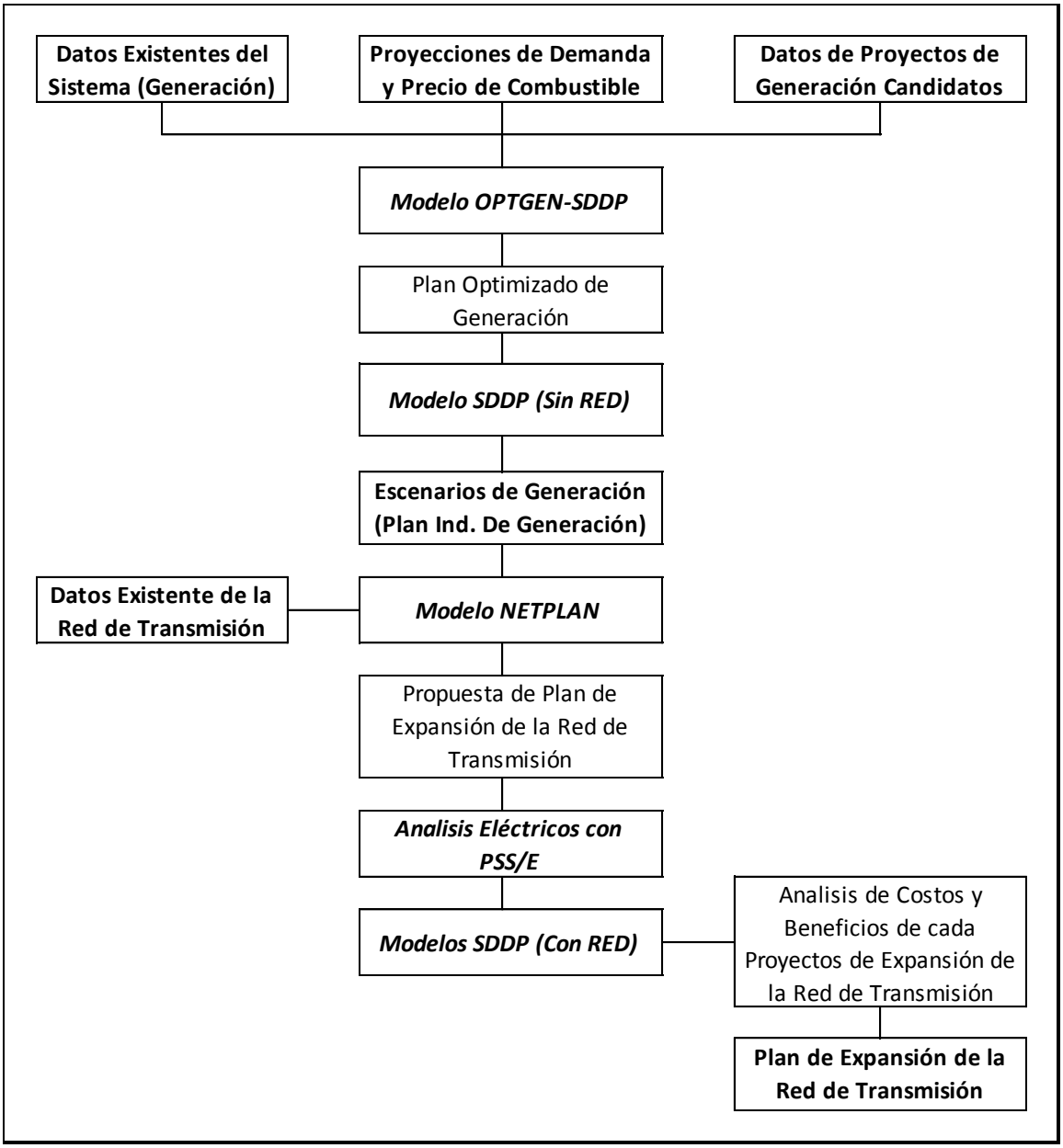
En el modelo de red se incluyen todas las barras de 230 KV, 115 KV, 44 KV y las barras de 34.5 KV de las principales subestaciones de ETESA en el interior del país: Chorrera, Llano Sánchez, Veladero, Guasquitas, Mata de Nance, Boquerón III, Caldera, Changuinola y Progreso.

La información de detalle para el modelo de confiabilidad tuvo como base las estadísticas de salidas por fallas o mantenimiento programado de líneas y transformadores de ETESA, así como también de las unidades generadoras propiedad de los agentes del mercado.

METODOLOGÍA

Se parte del diagnóstico del desempeño eléctrico del sistema actual sin considerar ningún proyecto de expansión. A partir de este diagnóstico se hace un análisis de corto plazo, el cual incluye básicamente análisis de estado estacionario, estabilidad transitoria y confiabilidad para los años 2011 a 2014.

El análisis de corto plazo es la base para realizar el análisis de largo plazo, en el cual se incluye la identificación del plan de expansión óptimo con base en los proyectos candidatos, sus costos de inversión y la incidencia de éstos en los costos de operación. En la Figura 1.1 se ilustra esquemáticamente el procedimiento del análisis de largo plazo.



CRITERIOS

De acuerdo al Reglamento de Transmisión y por las características del sistema eléctrico, se utilizará el Criterio de Seguridad N-1 en las líneas del Sistema Principal de Transmisión. Igualmente, el Reglamento de Transmisión especifica el nivel de tensión aceptable en los puntos de interconexión de las empresas distribuidoras y grandes clientes, especificando para condiciones de operación normal +/- 5% tanto para 230 KV como para 115 KV y +/- 7% para condiciones de contingencia simple en 230 KV y 115 KV.

Se proponen criterios básicos para operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Debe recordarse que la descomposición temporal empleada en la expansión del Sistema de Transmisión son Corto y Largo Plazo que corresponden a un horizonte de 4 y 10 años respectivamente.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

Los resultados obtenidos en el análisis de corto plazo (año 2011-2014) indican que el sistema de transmisión cumple con los criterios establecido en el Reglamento de Transmisión, tanto en estado estable como en contingencia y estabilidad transitoria. En el corto plazo entran en operación los siguientes proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en construcción y otros que iniciaran próximamente su ejecución:

1. L. T. Santa Rita – Panamá II 115 KV y ampliaciones en ambas subestaciones
2. L. T. Guasquitas – Changuinola 230 KV (adición segundo circuito) y ampliaciones en subestaciones
3. Banco de Capacitores de 120 MVAR en S/E Panamá II 115 KV
4. Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV
5. Repotenciación de la L.T. Panamá – Panamá II 230 KV
6. Repotenciación de la L. T. Guasquitas - Veladero - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV
7. Repotenciación de la L. T. Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 230 KV
8. Repotenciación de la L. T. Mata de Nance – Progreso – Frontera 230 KV
9. Adición autotransformador T3 S/E Chorrera
10. Adición autotransformador T3 S/E Llano Sánchez
11. Adición autotransformador T4 S/E Panamá
12. S/E El Higo (Las Guías) 230 KV
13. Nueva S/E San Bartolo 230/34.5 KV.
14. SVC S/E Llano Sánchez 230 KV
15. Adición del T2 en S/E Boquerón 230/34.5 KV.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO

En el horizonte de largo plazo (2015 – 2025), se obtiene que para que el sistema de transmisión cumpla con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, se necesitan los siguientes refuerzos:

- Ampliación S/E Antón, adición de 2do circuito 230 KV
- Adición autotransformador T3 en Subestación Panamá II: debido al incremento de carga del área metropolitano y la necesidad de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 ante la pérdida de uno de los transformadores T1 o T2 de esta subestación, es necesario adicionar un tercer transformador T3 230/115 KV, 105/140/175 MVA en esta subestación para inicios del año 2015.
- Adición de un SVC +300 MVAR en la Subestación Panamá II
- Refuerzo llano Sánchez – Panamá II 230 KV Etapa 1: es necesario reforzar el sistema de transmisión mediante la construcción de una nueva línea de transmisión Llano Sánchez – Panamá II 230 KV, doble circuito, montando inicialmente un circuito, para el año 2017.

- Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV: es necesario energizar en 230 KV la esta línea (operada inicialmente en 115 KV), para el año 2019, con la entrada en operación de proyectos térmicos en el área de Colón.

CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- El sistema actual, año 2011, cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a los niveles de tensión tanto en condiciones de operación normal como en contingencia.

CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

- En todos los casos analizados, la generación propuesta permite el adecuado abastecimiento de la demanda en el período 2011-2025.
- En general, para los escenarios analizados, el sistema no presenta déficit de energía hasta el final del horizonte.
- El sistema presenta un costo operativo adecuado dada su composición sin restricciones de transmisión, lo que implica que los proyectos planteados en planes de expansión anteriores fueron bien definidos, ya que ofrecen una operación confiable, de mínimo costo y sin déficit esperado. El costo de la generación se afecta principalmente por los costos de combustibles y no por la falta de transmisión.
- Es importante destacar que actualmente se está atravesando por un incremento generalizado en los costos del petróleo, lo que afecta el costo de los combustibles y a su vez incrementa de manera importante el costo operativo de un sistema donde la generación térmica tiene un componente importante.
- Adicionalmente, para este plan, el costo del déficit es de 1850 USD/MWh, independientemente del porcentaje de racionamiento esperado, siendo que en planes anteriores ese costo era de 350 USD/MWh. Por lo anterior, cualquier racionamiento evitado tiene un peso relevante en los beneficios de cada proyecto que lo elimine.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenarios 1, 2 y 3 en los cuales aparecen más de 900 MW de proyectos de generación hidro y eólica en el corto plazo, se recomienda reforzar el sistema de transmisión mediante la repotenciación de las líneas de transmisión de 230 KV existentes.
- Además, se requiere para el año 2017 la adición de una línea Llano Sánchez – Panamá II 230 KV, doble circuito montando inicialmente el primer circuito, con la entrada en operación de nuevos proyectos hidroeléctricos en el occidente del país, especialmente Changuinola 2 (214 MW).
- Debido al aumento de capacidad en el área de Colón por la instalación de centrales térmicas, se requiere el refuerzo del sistema de transmisión con el doble circuito Sta. Rita – Panamá II.

- Para transportar toda la generación planificada, es necesario la instalación de Sistemas de Compensación Reactiva Dinámica (SVC), con el objetivo de mantener un perfil de voltaje adecuado en las redes de 230 KV y 115 KV.
- Como conclusión final del análisis técnico económico se recomienda la implementación de la Alternativa 1 de Expansión del Sistema de Transmisión (Expansión con exportación al MER repotenciamiento de L/T existentes con sistemas de SVC en las S/E de Llano Sánchez y Panamá II, repotenciamiento de las líneas existentes (Guasquitas-Veladero - Llano Sánchez - Panamá II) y expansión de Llano Sánchez – Panamá II) a efecto de la menor inversión, con una relación de beneficio - costo excelente.

RECOMENDACIONES

Año 2011:

- Repotenciación de los circuitos 230 -1C y 2B (Panamá – Panamá II) a 350 MVA.
- S/E Boquerón III, 230/34.5KV.

Año 2012:

- Adición del T3 en la S/E La Chorrera 60/80/100 MVA y 230/115/34.5 KV, debido a un aumento en la demanda en el sector Oeste.
- Adición del T3 en S/E Llano Sánchez 230/115 KV, 60/80/100 MVA. debido a un aumento en la demanda en provincias centrales.
- Reforzar el sistema de transmisión con la línea Changuinola - Guasquitas instalando el segundo circuito, ya que, con el aumento de la capacidad instalada de la central Changuinola 75, de 158 MW a 223 MW, además del Proyecto Hidroeléctrico Bonyic, con 30 MW, el circuito existente estaría sobre su límite térmico
- Instalación de un Banco de Capacitores de 120 MVAR en la Subestación Panamá II 115 KV.
- Instalación de Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.
- Instalación del transformador T4 de 230/115 KV, 210/280/350 MVA de la subestación Panamá.

Año 2013:

- Adición T2 S/E Boquerón III 230/34.5 KV
- Reforzar el sistema de transmisión del área de Colón hacia Panamá, mediante la construcción de un tramo de línea desde el Río Chagres – Panamá II 230 KV (operado en 115 KV) y un tramo de línea desde el Río Chagres – Santa Rita 115 KV, además de la ampliación en 115 KV de las Subestaciones Santa Rita y Panamá II.
- Repotenciación de líneas Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez – Panamá II (líneas 230-12-13-14-15-16-17, aumentando de 225 MVA a un mínimo de 314 MVA.
- Repotenciación de líneas Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA.

- Repotenciación de líneas Mata de Nance – Progreso – Frontera mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA.

Año 2014:

- SVC en S/E Llano Sánchez 230 KV con capacidad aproximada de +300 MVAR.
- S/E El Higo (Las Guías) 230 KV.
- Nueva S/E San Bartolo 230/34.5 KV, seccionando el circuito 230-15 (Veladero – Llano Sánchez).

Año 2015:

- Adición 2do circuito 230 KV en S/E Antón.

Año 2016:

- Instalación del transformador T3 de 230/115 KV, 105/140/175 MVA de la subestación Panamá II

Año 2017:

- SVC en S/E Panamá II 230 KV con capacidad aproximada de +300 MVAR.
- Refuerzo L.T. Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (doble circuito montando un circuito inicialmente).

Año 2019:

- Energizar en 230 KV la línea de transmisión Santa Rita – Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV), requiere la ampliación a 230 KV en ambas subestaciones.