



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CXVI

Panamá, R. de Panamá viernes 21 de julio de 2017

N° 28327-B

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 11419-Elec
(De martes 18 de julio de 2017)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA CELEBRACIÓN DE LA CONSULTA PÚBLICA NO. 009-17 PARA CONSIDERAR LA PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CORRESPONDIENTE AL PERÍODO 2017-2031 (PESIN 2017), PRESENTADA POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA).

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 149-Elec

Panamá, 18 de julio de 2017

“Por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No.009-17 para considerar la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al Período 2017-2031 (PESIN 2017), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).”

EL ADMINISTRADOR GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la 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", establece el régimen jurídico 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 9 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante 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 68 del Texto Único 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 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 78, 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 mediante nota No. ETE-DTR-GPL-313-2017 de 30 de junio de 2017, ETESA remitió a la ASEP el Plan de Expansión correspondiente al año 2017;

[Handwritten signature]

Resolución AN No. 1419-Elec
de 18 de julio de 2017
Página 2 de 3



9. Que, en virtud de lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos 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 el Reglamento de Transmisión vigente, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la celebración de la Consulta Pública No.009-17 para considerar la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al Período 2017-2031 (PESIN 2017), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), cuyo texto completo se encuentra en el **ANEXO A** de la presente Resolución.

SEGUNDO: COMUNICAR a todos los interesados en participar en la Consulta Pública No.009-17, de la cual trata el Resuelto Primero de esta Resolución, que del **lunes 31 de julio al jueves 31 de agosto de 2017**, estará disponible la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al Período 2017-2031 (PESIN 2017), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), 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 No.009-17 que considerará la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al Período 2017-2031 (PESIN 2017), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), 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 No.009-17, para la consideración de la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al Período 2017-2031 (PESIN 2017), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

2. Presentación de comentarios:

- a. Todas las personas interesadas podrán presentar sus comentarios en las oficinas de la Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ubicadas en el primer piso del edificio Office Park, en la Vía España, intersección con la Vía Fernández de Córdoba.
- b. Fecha y hora límite de entrega:
 - i. Los interesados en presentar sus comentarios deberán hacerlo desde las ocho de la mañana (8:00 a.m.) del 31 de julio hasta las cuatro de la tarde (4:00 p.m.) del 31 de agosto del año 2017.
 - ii. El día 01 de septiembre de 2017, 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 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Resolución AN No. 1449-Elec
de 18 de julio de 2017
Página 3 de 3

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

CÓNSENTA PÚBLICA No.009-17

CONSIDERAR LA PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CORRESPONDIENTE AL PERÍODO 2017-2031 (PESIN 2017), PRESENTADA POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)

NOMBRE, TELÉFONO, FAX Y DIRECCIÓN FÍSICA Y ELECTRÓNICA DEL REMITENTE

- e. Contenido de la Información:

- i. Los comentarios y la información que los respalden deben ser remitidos a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante nota que debe ser firmada por las personas interesadas. 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 No.009-17.
- iii. Deberá acompañar los comentarios con la documentación 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 de almacenamiento.

3. Disponibilidad de comentarios a los interesados:

A medida que sean entregados los comentarios, los mismos serán publicados en la siguiente dirección electrónica: www.asep.gob.pa.

CUARTO: COMUNICAR que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos evaluará los comentarios recibidos que se refieran a la presente Consulta Pública No.009-17, y los mismos serán tomados en consideración en la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al Período 2017-2031 (PESIN 2017), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

QUINTO: Esta Resolución rige a partir de su publicación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Texto único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997; y, Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ROBERTO MEANA MELÉNDEZ
Administrador General

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 20 días del mes de julio de 2017


FIRMA AUTORIZADA

*República de Panamá***AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS****Resolución AN No.11419-Elec****Panamá, 18 de julio de 2017**

“Por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No.009-17 para considerar la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al Período 2017-2031 (PESIN 2017), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).”

ANEXO 1**De la página 1 a la página 99**



**Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2017 – 2031**

**Tomo I
Estudios Básicos**

Anexo Tomo I - 1

**Metodología & Alcance del
Modelo.**

A handwritten signature, possibly "R", is located in the bottom right corner of the page.



METODOLOGÍA Y ALCANCE DEL MODELO

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, (métodos analíticos y econométricos). Todos 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), con el fin de proveer la base estadística necesaria, para caracterizar la demanda de empleo, es realizada cada 10 años. Este tipo de modelo es preferido por las empresas de distribución y comercialización de electricidad, ya que el conocimiento de las características de sus clientes es primordial para el manejo de la demanda a ese nivel.

En cambio, ETESA como empresa de transmisión eléctrica, 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)¹, la ASEP y/o las distribuidoras.

En razón, a costos, flexibilidad e integración estadística, PREEICA prefirió diseñar en una hoja electrónica de cálculo de EXCEL, un modelo estadístico, el cual ejecuta el análisis de regresión múltiple, integrando en un solo archivo, la información histórica, los escenarios de proyección y los pronósticos resultantes.²

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 disminuyó a un promedio no mayor de 96%.

Para seguidamente, en el año 2010, el error de predicción en energía y potencia se acercó al 4%, los datos reales del 2011 presentan desviaciones menores de 0.5% con lo cual los parámetros de confianza son más que aceptable para el corto plazo, lo cual permite calificar estas predicciones 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 para último año analizado con datos preliminares, compendiados algunos hasta el mes de octubre y otros que solo presenta cifras hasta el primer semestre del año 2014, confirma una capacidad predictiva no menor de 96.5%.

¹ Con la Ley 52 del 30 de julio de 2008, las funciones de la COPE serán parte de la Secretaría de Energía.

² 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.



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).

$$Y = f_{\text{Lineal}}(X) = X \beta$$

Y= Variable explicada

X= Variable explicativa

β = 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.³ 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.

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%.

³ 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**.



$$90\% \leq R^2_{adj} \leq 100\%$$

Auto-correlación 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 auto-correlación, si es cercano a cero o cuatro hay auto-correlación positiva o negativa respectivamente. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de auto-correlación Durbin-Watson se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual 90%.

$$dU < d < 4 - dU \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

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 de 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%.

$$-t_{\alpha/2} < t < t_{\alpha/2} \text{ o } P(t_{\alpha/2} > |t|) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$



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.

Las ecuaciones de regresión resultantes, que explican las proyecciones del Modelo para el periodo 2014 – 2028 son:

A. 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.⁴

$$GWHRES (T) = 0.9970 \times GWHRES (T-1) + 0.0863 \times POBURB (T) - 0.2031 \times POBRUR (T) + 137.3794$$

Con un nivel de confianza de 90%, 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 analizada por los consultores de PREEICA, que cubrían el periodo de 1970 al 2002, 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. Situación que amerita un análisis estadístico más minucioso de este subsector de consumo.

⁴ Como ejemplo se mostrara la ecuación correspondiente al sector residencial, para los años 2012 - 2026, al igual que en los otros sectores.



Aunque el modelo de regresión para el presente análisis, refleja un coeficiente de correlación ajustado de 99.7%.

B. 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”.

$$GWHCOM(T) = 1.0143 \times GWHCOM(T-1) + 0.0230 \times PIBCOM(T) - 8.1346 \times PRETOT(T) + 109.4050$$

Con un nivel de confianza de más de 95%, 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, en donde el coeficiente de correlación ajustado es de los más altos, 99.7%.

C. Sector Industrial:

El sector Industrial depende del desarrollo económico del sector manufacturero nacional, así como de su sustitución 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 sustitutos: “comercio al por mayor y al por menor”; “hoteles y restaurantes”; “construcción”; “transporte, almacenamiento y comunicaciones”; y “servicios de intermediación financiera”.

$$GWHIND(T) = 0.6279 \times GWHIND(T-1) + 0.1643 \times PIBMAN(T) - 0.0020 \times PIBSUB(T) - 49.2238$$



Con un nivel de confianza de más de 95%, 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 producido en el año por los sectores sustitutos PIBSUB (t).

La actividad errática de este subsector de consumo, debido al proceso de globalización económica, que conlleva a etapas diferentes de industrialización ligera, como reflejo de la sustitución importaciones, la aparición de ventas en bloque de energía eléctrica. Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste. Con un coeficiente de correlación ajustado de 97%.

D. 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:

$$GWHOFI (T) = 0.9529 \times GWHOFI (T-1) + 0.0016 \times PIBREA (T-1) - 16.7833$$

En el modelo 2014 – 2028, no se puede afirmar con un nivel de confianza de solo 85%, 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 una 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. Los otros estadísticos de la proyección son excelentes, tal que el coeficiente de correlación ajustado es de 99.3%. 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.

Es posible que las falencias estadísticas de este subsector de consumo se deban a las diferentes funciones que ejecuta el sector oficial: administrativas, judiciales, de seguridad y a la creación de infraestructura de desarrollo. Actividades que se incrementan o disminuyen no con base solamente en variables físicas o económicas, sino a aspectos políticos y sociales, que son muy cambiantes en el corto plazo, debido a la subjetividad con que se manejan estos aspectos.



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, en aquellos aspectos en donde se ameritara y estuviera disponible la información requerida. Por lo cual se han desde el PESIN 2007-2021, se han realizado los siguientes cambios:

- 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, ante sus respectivas tarifas, se observó la reducción paulatina de la participación de la actividad netamente industrial en este segmento de consumo, 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 participantes en este segmento de grandes clientes. En el año 2010, la estructura de este segmento corresponde en 60% a Industrias, 13% a



Comercial y un 27% a Otro. La compilación de datos de los grandes clientes 2001 – 2011, lleva este año a distribuir este consumo, 56% industrial, 23% comercial y 21% específicamente al Bloque (Bocas del Toro).

- 2) El Factor de Carga histórico En consideración a la DMG coincidente de la ACP, no era considerado 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, 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 mantuvieron con la misma participación estructural, hasta el PESIN 2012-2026 debido a que a la fecha no se encontraron las variables explicativas que determinen los derroteros de las mismas. Pronósticos 2006 - 2012

En el Pronóstico 2013 - 2027 se aplicaron mínimos cambios a estos rubros derivados de los escenarios recomendados, aunque el cambio total no se manifiesta en una diferenciación amplia.

- 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.⁵ 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

⁵ Originalmente en el modelo, los escenarios pre-definían las tasas de crecimiento anual con sus respectivos factores de variación de las variables exógenas seleccionadas.



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 transcurrió el periodo del año 2007 al 2012. 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 más disímil.

A partir de la versión 2014-2028 se encontró una correlación aceptable entre los precios de la energía eléctrica en Panamá, con el precio promedio de venta en USA, de la energía eléctrica al consumidor final, 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 futuras de Grandes Clientes.
- 7) Cambios en la Proyección de Población Derivado de la ejecución del XI Censo de Población, levantado el 16 de mayo de 2010, el cual resulto en estimados menores de población a las cifras de proyección basadas en el censo anterior. "De acuerdo a los resultados, se puede señalar que el país ha pasado de una tasa anual de crecimiento de 2.00 en la década 1990 - 2000 a una tasa de 1.84 entre 2000 y 2010, situación que según las estimaciones se mantendrá durante los próximos 25 años, como consecuencia directa de la disminución de fecundidad a nivel nacional".⁶

⁶ INEC. XI Censo Nacional de Población y VI de Vivienda del año 2010, Resultados Finales Básicos.



Por consiguiente en el presente pronóstico 2012- 2026 se aplicara la respectiva “conciliación demográfica” a los datos de población 1970 -2010 y se aplicara la nueva proyección de población 2010- 2050.⁷

- 8) Introducción de carga de Minera Panama En el Pronóstico 2013 - 2027 se tuvo que incluir la demanda de Proyecto Minera Panama o Cobre Panama, la cual introduce una autogeneración de 320 MW, a partir del año 2016, comparte inyecciones significativas al SIN, sobre los 50 MW anuales con retiros durante dos meses (octubre –noviembre) por mantenimiento de sus unidades de generación. En el periodo de transición, durante los años 2014 -2015, la minera requería de retiros importantes de la Red del SIN. Luego de la compra de Minera Panama por otro *Holding* minero, en el primer trimestre del año 2013, la gestión del negocio ha cambiado, sin necesidad del retiro de energía eléctrica del SIN para operaciones, las cuales serán autogeneradas por la empresa.
- 9) Cambio del Año Base (CAB) de los estadísticos PIB e IPC. Dada la dinámica en las economías, se requieren actualizaciones más frecuentemente posibles de las Cuentas Nacionales CN, de los índices de precios IP's En el año 2005, el INEC, presento el cambio de Año Base del Índice de Precios al Consumidor, IPC, con base Octubre de 2002, cambios que reemplazan a las anteriores versiones de estas mediciones macroeconómicas, con base en el año 1987, 15 años de registros.

Desde el año 2013, el INEC presenta cifras macroeconómicas anuales con una base de referencia más reciente, para las series del PIB por categoría de actividad económica e incorporando mejoras requeridas, actualizadas a precios corrientes y constantes del nuevo año base 2007. Reemplazando los registros con la anterior base, año 1996, 17 años de registros

En el presente informe 2015-2029, se hizo necesario reactualizar toda la información estadística de base, año 1982, como estaba establecida en el modelo PREEICA, desde el inicio, año 2003, por los consultores. Por lo cual la data estadística del Modelo, se ha reactualizado a una más nueva y reciente serie, con base en el año 2007.

En el presente pronóstico 2015-2029 se aplicaron estos cambios de base, de manera que el Pronóstico, incluya desde este momento, las nuevas

⁷ INEC. Boletines 13 y 14 Estimaciones y Proyecciones de la Población de la Republica por Región y Sexo. Octubre y Diciembre de 2012.



actividades económicas, la incorporación de nuevos productos, el cambio tecnológico que afecta los costos de producción y los niveles de precios de los productos; del cambio de las estructuras impositivas; del cambio en los patrones de consumo final e inversión; y de las influencias del sector externo.



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.

Al Presente ETESA, no ha determinado aún las especificaciones que se requieren para desarrollar un nuevo modelo de predicción de la Demanda Eléctrica.



Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2017 – 2031

Tomo I
Estudios Básicos

Anexo Tomo I - 2

**Bondad de Ajustes
&
Regresiones Sectoriales**

R



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

$$GWHRES(T) = 0.9801 \times GWHRES(T-1) + 0.1042 \times POBURB(T) - 0.2221 \times POBRUR(T) + 145.1423$$

INTERVALO DE TIEMPO	
PASADO	1971 - 2016
FUTURO	2017 - 2031

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	46

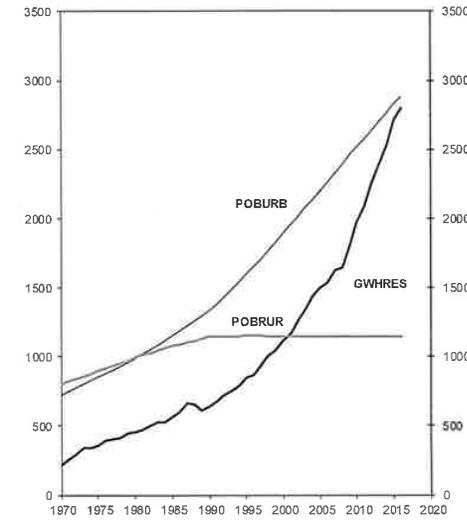
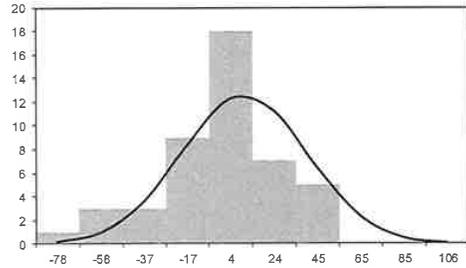
ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R ²)	0.9983
Coef. ajustado (R ² _{adj})	0.9982
Durbin-Watson (d')	2.0151
Jarque-Bera (J)	5.3547
Log likelihood	-220.0316
Schwarz	9.8995

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	95%
Límite inferior (d _L)	1.3830
Límite superior (d _U)	1.6660
t-student (ta/2)	2.0181
Fisher (Fa)	2.8270
Chi-cuadrado (χ²α)	5.9915

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL					
H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(ta/2 > t)
CTE	42	145.1423	65.3901	2.2196	3.2E-02
POBURB	42	0.1042	0.0434	2.3892	2.1E-02
POBRUR	42	-0.2221	0.0853	-2.6049	1.3E-02
DESFASE	42	0.9801	0.0367	26.6706	5.9E-28

PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA					
H0: β1 = ... = βm = 0 vs H1: β1 ≠ ... ≠ βm ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fa > F)
STC	45	22560980	501355		
SEC	3	22522521	7507507	8199	3.8E-58
SRC	42	38459	916		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS					
MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-86.2865	-67.8414	-78.0639	1	0	0%
-67.8414	-47.3962	-57.6188	3	1	2%
-47.3962	-26.9511	-37.1737	3	4	10%
-26.9511	-6.5060	-16.7286	9	8	28%
-6.5060	13.8391	3.7165	18	12	55%
13.8391	34.3842	24.1616	7	11	80%
34.3842	54.8293	44.6067	5	6	94%
54.8293	75.2744	65.0518	0	2	99%
75.2744	95.7195	85.4970	0	1	100%
95.7195	116.1646	105.9421	0	0	100%



Handwritten signature or mark.



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
 $GWHCOM(T) = 0.9988 \times GWHCOM(T-1) + 0.0316 \times PIBCOM(T) - 6.5062 \times PRETOT(T) + 84.2398$

INTERVALO DE TIEMPO			
PASADO	1971	2016	
FUTURO	2017	2031	

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R ²)	0.9973
Coef. ajustado (R ² adj.)	0.9972
Durbin-Watson (d)	2.0934
Jarque-Bera (J)	1.4024
Log Likelihood	-249.0885
Schwarz	11.1629

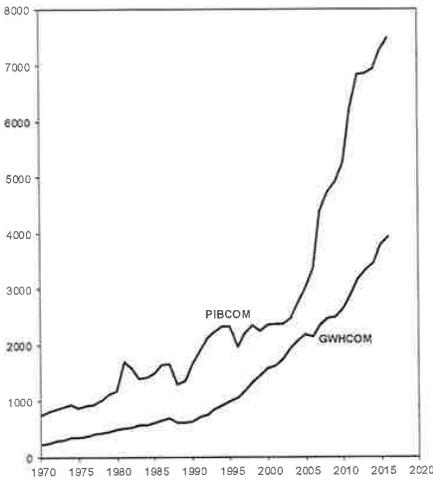
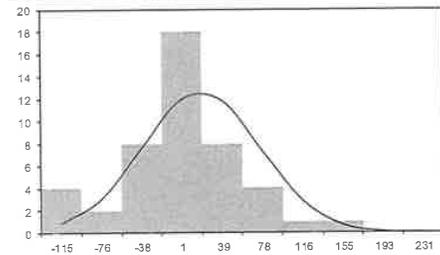
VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1- α)	80%
Límite inferior (d _L)	1.383
Límite superior (d _U)	1.6680
t-student (ta/2)	1.3020
Fisher (F α)	1.6160
Chi-cuadrado (χ^2)	3.2199

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	46

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL					
H0: $\beta_j = 0$ vs H1: $\beta_j \neq 0$					
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(t > t _c)
CTE	42	84.2398	60.8764	1.3815	1.7E-01
PIBCOM	42	0.0316	0.0164	1.9266	6.1E-02
PRETOT	42	-6.5062	4.5007	-1.4456	1.6E-01
DESFASE	42	0.9988	0.0320	31.1956	1.1E-30

PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA						
H0: $\beta_1 = \dots = \beta_m = 0$ vs H1: $\beta_1 \neq \dots \neq \beta_m \neq 0$						
VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(F > F)	
STC	45	51247996	1138844			
SEC	3	51111957	17037319	5260	4.2E-54	
SRC	42	136039	3239			

HISTOGRAMA DE RESIDUOS					
MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-133.7941	-95.3521	-114.5731	4	1	2%
-95.3521	-56.9101	-76.1311	2	3	8%
-56.9101	-18.4681	-37.6891	8	8	25%
-18.4681	19.9739	0.7529	18	12	51%
19.9739	58.4159	39.1949	8	12	76%
58.4159	96.8579	77.6369	4	7	92%
96.8579	135.2999	116.0789	1	3	98%
135.2999	173.7419	154.5209	1	1	100%
173.7419	212.1839	192.9629	0	0	100%
212.1839	250.6259	231.4049	0	0	100%



Handwritten signature or mark.



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

$$GWHOFI(T) = 0.9286 \times GWHOFI(T-1) + 0.0026 \times PIBREA(T-1) - 14.7475$$

INTERVALO DE TIEMPO			
PASADO	1971	2016	
FUTURO	2017	2031	

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R ²)	0.9943
Coef. ajustado (R ² _{ADJ})	0.9940
Durbin-Watson (d)	2.0242
Jarque Bera (j)	0.0913
Log likelihood	-197.4670
Schwarz	8.8352

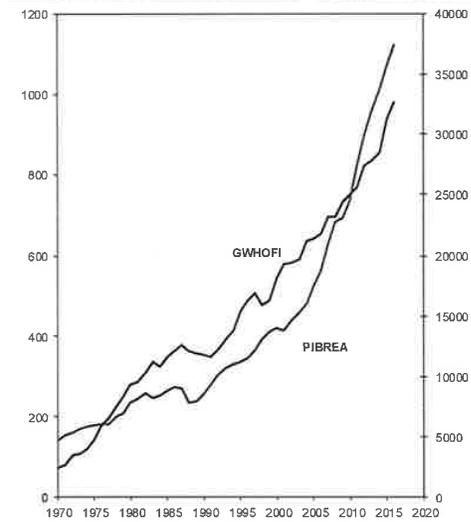
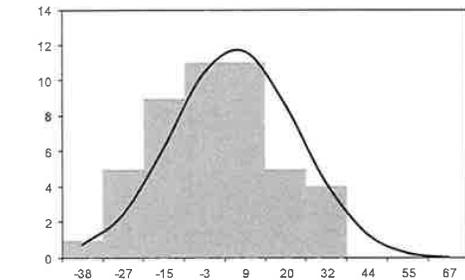
VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	95%
Límite inferior (d _L)	1.4300
Límite superior (d _U)	1.6150
t-student (t _{α/2})	2.0167
Fisher (F _α)	3.2145
Chi-cuadrado (χ ² _α)	5.9915

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	3
Observaciones (n)	46

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL					
H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(t > t)
CTE	43	14.7475	6.1894	2.3827	2.2E-02
PIBREA	43	0.0026	0.0009	2.8994	5.9E-03
DESFASE	43	0.9286	0.0347	26.7592	1.9E-26

PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA					
H0: β1 = ... = βj = ... = βm = 0 vs H1: β1 ≠ ... ≠ βj ≠ ... ≠ βm ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα > F)
STC	45	2514856	55886	3728	6.4E-49
SEC	2	2500437	1250219		
SRC	43	14419	335		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS					
MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-44.0336	-32.3467	-38.1901	1	1	2%
-32.3467	-20.6597	-26.5032	5	2	7%
-20.6597	-8.9728	-14.8163	9	6	20%
-8.9728	2.7141	-3.1294	11	10	43%
2.7141	14.4010	8.5576	11	12	68%
14.4010	26.0879	20.2445	5	9	87%
26.0879	37.7749	31.9314	4	4	96%
37.7749	49.4618	43.6183	0	1	99%
49.4618	61.1487	55.3052	0	0	100%
61.1487	72.8356	66.9922	0	0	100%



Handwritten signature or initials.



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 INDUSTRIAL

$$GWHIND(T) = 0.6401 \times GWHIND(T-1) + 0.1788 \times PIBMAN(T) - 0.0014 \times PIBSUB(T) - 53.1155$$

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2016
FUTURO	2017	2031

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	48

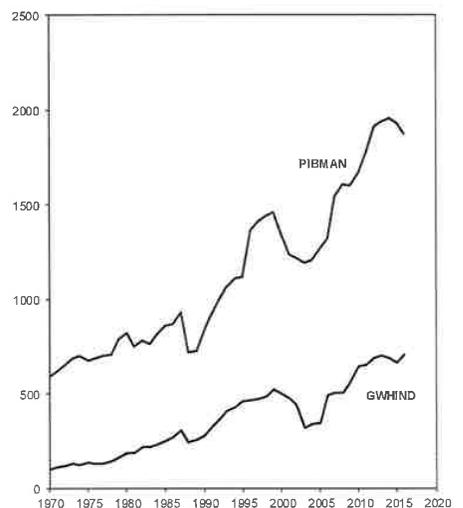
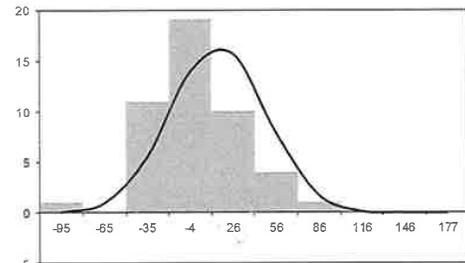
ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R ²)	0.9702
Coef. ajustado (R ² _{aj.})	0.9680
Durbin-Watson (d)	1.5329
Jarque-Bera (j)	15.2691
Log likelihood	-224.8661
Schwarz	10.1097

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	40%
Límite inferior (d _L)	1.3830
Límite superior (d _U)	1.6660
t-student (t _{α/2})	0.5284
Fisher (F _α)	0.6296
Chi-cuadrado (χ ² _α)	1.0217

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL					
H ₀ : β _j = 0 vs H ₁ : β _j ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(t > t)
CTE	42	-53.1155	26.2583	-2.0228	4.9E-02
PIBMAN	42	0.1788	0.0574	3.1228	3.3E-03
PIBSUB	42	-0.0014	0.0023	-0.5943	5.6E-01
DESFASE	42	0.6401	0.1025	6.2436	1.8E-07

PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA					
H ₀ : β ₁ = ... = β _m = 0 vs H ₁ : β ₁ ≠ ... ≠ β _m ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(F > F)
STC	45	1500838	35352	455	4.8E-32
SEC	3	1543383	514461		
SRC	42	47456	1130		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS					
MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-109.9115	-79.7595	-94.8355	1	0	0%
-79.7595	-49.6075	-64.6835	0	1	2%
-49.6075	-19.4554	-34.5314	11	6	14%
-19.4554	10.6966	-4.3794	19	14	45%
10.6966	40.8487	25.7727	10	16	79%
40.8487	71.0007	55.9247	4	8	96%
71.0007	101.1528	86.0767	1	2	100%
101.1528	131.3048	116.2288	0	0	100%
131.3048	161.4569	146.3808	0	0	100%
161.4569	191.6089	176.5329	0	0	100%



Handwritten signature or mark.



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031

Tomo I
Estudios Básicos

Anexo Tomo I - 3

Cuadros Soporte & Detalles de Cálculo.



A small, handwritten signature or mark is located in the bottom right corner of the page, below the ETEESA logo.



**PLAN DE EXPANSIÓN 2017-2031
PROYECCIONES DE DEMANDA**

**ANEXO I- 3
CUADROS SOPORTE Y DETALLE DE CÁLCULOS**

No.	TITULO
1	PROYECCIONES DE POBLACION TOTAL CENSO 2010 -INEC, BOLETIN No. 15
2	TASAS DE CRECIMIENTO DE POBLACION 1970-2030
3	INFLACIÓN, 1970-2015
4	PRONÓSTICO DEL PIB 2016, TENDENCIAL HISTÓRICO- (Millones de B/. 2007)
5	PRE-ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2016, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION Y ESCENARIO (2007=100)
6	REGISTROS DEL PIB, INEC BASES: 1970, 1982, 1996, 2007
7	ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2017, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION, ESCENARIO (2007=100)
8	PRONOSTICOS DEL PIB, AÑOS 2016 - 2030
9	PRONOSTICOS DE LA ACTIVIDAD DE MANUFACTURA, AÑOS 2016 - 2030
10	ESCENARIO BASE CONSERVADOR
11	ESCENARIO ALTO OPTIMISTA
12	ESCENARIO BAJO PESIMISTA
13	RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN ESCENARIOS
14	ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA Y PROYECCIÓN LINEAL
15	ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA SISTEMA INTERCONECTADO Años 2010 -2014
16	PREMISAS DE PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA
17	ANALISIS HISTORICO DE LOS PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA (EE)
18	PRECIOS REALES HISTORICOS DE LA ELECTRICIDAD
18 - A	EVOLUCION DE PRECIO REAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (2007=100)
19	PROYECCION REAL DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (PRETOT)
20	DEMANDA POTENCIAL DE LA PROVINCIA DE DARIEN (CARGA INTEGRADA AL SIN) Años 2018 -2033
21	DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS
21 - A	DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE CON ACP
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. 2017-2027 (MW)

A



POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO

**CUADRO No. 1
PROYECCIONES DE POBLACION TOTAL CENSO 2010 -INEC- BOLETIN No. 15**

AÑOS	POBLACION TOTAL	POBLACION		TASAS URBANAS		TASAS INTERURBANAS		POBLACION SEXO		URBANA		RURAL		TASAS INTERURBANAS		RURAL		
		MASC	FEM	URBANA	RURAL	URB	RUR	Ind.Mas. Urb	Femenina	Ind.Mas. Rur	Masculina	Femenina	Masculina	Femenina	Femenina	Masculina	Masculina	Femenina
1970	1,524,445	778,163	746,281	725,459	798,986	3.26%	2.38%	94.9	353,306	372,152	114	424,857	374,128	3.11%	2.38%	2.37%	2.07%	
1975	1,750,317	891,719	858,597	851,792	898,525	2.97%	2.07%	94.5	413,775	438,016	114	477,944	420,580	3.03%	2.07%	2.07%	2.07%	
1980	1,981,562	1,007,171	974,390	986,184	995,378	2.85%	1.51%	93.9	477,701	508,482	114	529,469	465,908	3.19%	1.53%	1.53%	1.53%	
1985	2,225,132	1,128,208	1,095,923	1,152,036	1,073,096	2.95%	1.25%	94.2	558,839	593,196	113	570,369	502,726	2.94%	1.29%	1.29%	1.29%	
1990	2,474,119	1,252,452	1,221,666	1,332,040	1,142,079	3.66%	0.18%	94.3	646,406	685,633	113	606,045	536,033	3.78%	0.24%	0.24%	0.24%	
1995	2,746,944	1,387,815	1,359,128	1,594,684	1,152,260	3.49%	-0.08%	95.3	778,139	816,544	112	609,675	542,584	3.37%	-0.11%	-0.11%	-0.11%	
2000	3,040,701	1,535,364	1,505,336	1,892,922	1,147,779	2.69%	-0.04%	96.4	929,151	963,770	112	606,213	541,565	3.00%	0.04%	0.04%	0.04%	
2005	3,351,007	1,690,687	1,660,319	2,203,923	1,147,084	2.96%	0.04%	97.2	1,086,503	1,117,419	111	604,126	542,800	2.74%	-0.10%	-0.10%	0.04%	
2010	3,661,835	1,841,305	1,820,530	2,516,842	1,144,993	2.02%	0.09%	97.9	1,399,438	1,428,959	110	600,362	546,643	2.39%	0.10%	0.10%	0.10%	
2015	3,975,404	1,995,695	1,979,709	2,828,398	1,147,006	1.72%	0.16%	98.0	1,587,042	1,579,054	109	601,671	550,731	1.70%	0.21%	0.21%	0.21%	
2020	4,278,500	2,144,802	2,133,698	3,126,097	1,152,403	1.46%	0.23%	97.8	1,683,286	1,720,623	109	605,190	556,458	1.44%	0.20%	0.20%	0.20%	
2030	4,834,846	2,418,725	2,416,120	3,659,812	1,175,034	1.24%	0.28%	97.6	1,807,585	1,852,226	108	611,140	563,893	1.20%	0.25%	0.25%	0.25%	
2035	5,083,229	2,538,069	2,545,159	3,891,613	1,191,616	1.03%	0.30%	97.3	1,919,103	1,972,509	108	618,965	572,650	1.00%	0.28%	0.28%	0.28%	
2040	5,306,666	2,644,563	2,662,102	4,096,885	1,209,781	0.78%	0.29%	97.0	2,016,826	2,080,058	108	627,736	582,044	0.75%	0.25%	0.25%	0.25%	
2045	5,483,952	2,727,814	2,756,137	4,260,041	1,223,911	0.60%	0.19%	96.6	2,093,334	2,166,706	108	634,480	589,430	0.64%	0.17%	0.17%	0.17%	
2050	5,625,442	2,793,319	2,832,122	4,389,900	1,235,542			96.3	2,153,329	2,236,570	107	639,989	595,552					



POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL, POR SEXO

AÑOS	POBLACION TOTAL	POBLACION MASC		POBLACION FEM		POBLACION SEXO			
		URBANA		RURAL		URBANA		RURAL	
		Ind.Mas. Urb	Masculina	Femenina	Ind.Mas. Rur	Masculina	Femenina	Ind.Mas. Rur	Femenina
1970	1.524,445	778,163	746,281	725,459	796,986	353,306	372,152	424,857	374,128
1971	1.567,158	789,654	767,502	749,130	817,970	364,648	384,480	434,980	382,989
1972	1.611,068	821,738	789,327	773,573	837,405	376,354	397,217	445,345	392,059
1973	1.656,207	844,433	811,773	798,813	857,302	388,436	410,376	455,956	401,344
1974	1.702,612	867,754	834,857	824,877	877,671	400,905	423,971	466,621	410,850
1975	1.750,317	891,719	858,597	851,792	898,525	413,775	436,016	477,944	420,580
1976	1.794,299	913,699	880,599	877,119	917,111	363,605	383,422	487,831	429,278
1977	1.839,387	936,220	903,164	903,199	936,081	374,203	395,034	497,923	438,156
1978	1.885,607	959,297	926,308	930,054	955,443	385,111	406,997	508,224	447,218
1979	1.932,989	982,943	950,045	957,708	975,206	396,337	419,323	518,738	456,467
1980	1.984,562	1.007,171	974,390	986,184	995,378	477,701	508,482	529,469	465,908
1981	2.028,044	1.030,475	997,567	1.017,325	1.010,458	492,927	524,397	537,407	473,049
1982	2.075,616	1.054,318	1.021,296	1.049,449	1.025,766	508,637	540,810	545,465	480,300
1983	2.124,303	1.078,712	1.045,589	1.082,587	1.041,306	524,849	557,737	553,643	487,662
1984	2.174,133	1.103,671	1.070,460	1.116,772	1.057,081	541,577	575,193	561,944	495,137
1985	2.225,132	1.129,208	1.095,923	1.152,036	1.073,096	558,839	593,196	570,369	502,726
1986	2.272,839	1.152,846	1.119,991	1.185,977	1.086,551	575,348	610,628	577,332	509,218
1987	2.321,570	1.176,979	1.144,568	1.220,918	1.100,175	592,344	628,573	584,380	515,793
1988	2.371,345	1.201,617	1.169,724	1.256,889	1.113,969	609,843	647,045	591,514	522,453
1989	2.422,187	1.226,771	1.195,413	1.293,919	1.127,936	627,858	666,059	598,736	529,200
1990	2.474,119	1.252,452	1.221,666	1.332,040	1.142,079	646,406	685,633	606,045	536,033
1991	2.526,425	1.278,425	1.247,998	1.380,857	1.144,108	670,835	710,018	606,769	537,337
1992	2.579,837	1.304,936	1.274,899	1.431,463	1.146,141	696,187	735,270	607,494	538,644
1993	2.634,378	1.331,997	1.302,378	1.483,824	1.148,177	722,498	761,420	608,220	539,954
1994	2.690,072	1.359,620	1.330,451	1.538,308	1.150,217	749,802	788,501	608,947	541,267
1995	2.746,944	1.387,815	1.359,128	1.594,684	1.152,260	778,139	816,544	609,675	542,584
1996	2.803,332	1.416,144	1.387,187	1.650,313	1.151,362	806,238	844,070	608,981	542,380
1997	2.860,878	1.445,052	1.415,825	1.707,882	1.150,466	835,351	872,523	608,288	542,176
1998	2.919,605	1.474,550	1.445,054	1.767,460	1.149,569	865,515	901,836	607,595	541,972
1999	2.979,538	1.504,650	1.474,887	1.829,115	1.148,674	896,769	932,341	606,904	541,769
2000	3.040,701	1.535,364	1.505,336	1.892,922	1.147,779	929,151	963,770	606,213	541,555
2001	3.100,314	1.565,243	1.535,130	1.951,396	1.147,640	958,683	992,709	605,806	541,832
2002	3.161,217	1.595,703	1.565,513	2.011,677	1.147,501	989,155	1.022,517	605,400	542,099
2003	3.223,255	1.626,756	1.596,498	2.073,819	1.147,362	1.020,594	1.053,220	604,994	542,366
2004	3.286,510	1.658,414	1.628,096	2.137,882	1.147,223	1.053,033	1.084,845	604,588	542,633
2005	3.351,007	1.690,687	1.660,319	2.203,923	1.147,084	1.086,503	1.117,419	604,183	542,900
2006	3.410,987	1.719,791	1.691,192	2.263,228	1.146,665	1.116,290	1.146,936	603,570	543,093
2007	3.472,040	1.749,396	1.722,638	2.324,129	1.146,247	1.146,895	1.177,232	602,958	543,286
2008	3.534,186	1.779,511	1.754,669	2.386,669	1.145,829	1.178,338	1.208,328	602,347	543,479
2009	3.597,444	1.810,144	1.787,296	2.450,891	1.145,411	1.210,643	1.240,246	601,736	543,673



POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO

AÑOS	POBLACION TOTAL	POBLACION MASC		POBLACION FEM		URBANA		RURAL	
		MASC	FEM	Masculina	Femenina	Ind.Mas. Urb	Masculina	Ind.Mas. Rur	Femenina
2010	3,661,835	1,841,305	1,820,530	2,516,842	1,446,993	1,243,834	1,273,007	601,126	543,866
2011	3,722,505	1,871,749	1,852,072	2,576,279	1,145,395	1,273,505	1,302,773	600,973	544,420
2012	3,784,180	1,903,085	1,884,426	2,637,119	1,145,798	1,303,884	1,333,234	600,820	544,975
2013	3,846,877	1,934,264	1,916,471	2,699,397	1,146,200	1,334,987	1,364,408	600,667	545,531
2014	3,910,612	1,965,087	1,948,188	2,763,145	1,146,603	1,366,833	1,396,310	600,515	546,086
2015	3,975,404	1,995,695	1,979,709	2,828,398	1,147,006	1,399,438	1,428,959	600,362	546,643
2016	4,034,255	2,026,044	2,010,999	2,885,579	1,148,083	1,427,787	1,457,791	600,624	547,458
2017	4,093,977	2,056,085	2,042,050	2,943,915	1,149,162	1,456,710	1,487,204	601,764	548,910
2018	4,154,583	2,085,950	2,072,833	3,003,431	1,150,241	1,486,219	1,517,211	603,897	551,014
2019	4,216,086	2,115,458	2,103,350	3,064,150	1,151,322	1,516,325	1,547,824	606,504	553,424
2020	4,278,500	2,144,802	2,133,698	3,126,097	1,152,403	1,547,042	1,579,054	601,671	550,731
2021	4,334,430	2,172,797	2,161,633	3,179,784	1,154,246	1,573,379	1,606,404	602,373	551,872
2022	4,391,092	2,201,157	2,189,935	3,234,392	1,156,093	1,600,164	1,634,227	603,076	553,015
2023	4,448,494	2,229,887	2,218,606	3,289,939	1,157,942	1,627,405	1,662,533	603,780	554,160
2024	4,506,646	2,258,992	2,247,654	3,346,439	1,159,794	1,655,110	1,691,329	604,485	555,308
2025	4,565,559	2,288,477	2,277,081	3,403,910	1,161,649	1,683,286	1,720,623	605,190	556,458
2026	4,618,189	2,313,953	2,304,233	3,453,617	1,164,314	1,707,442	1,746,173	606,375	557,937
2027	4,671,426	2,339,713	2,331,710	3,504,050	1,166,985	1,731,946	1,772,103	607,563	559,420
2028	4,725,276	2,365,759	2,359,514	3,555,220	1,169,662	1,756,800	1,798,418	608,753	560,907
2029	4,779,747	2,392,095	2,387,649	3,607,137	1,172,345	1,782,012	1,825,124	609,945	562,398
2030	4,834,846	2,418,725	2,416,120	3,659,812	1,175,034	1,807,585	1,852,226	611,140	563,893
2031	4,883,532	2,442,136	2,441,394	3,705,040	1,178,332	1,829,358	1,875,681	612,697	565,634
2032	4,932,709	2,465,774	2,466,931	3,750,828	1,181,639	1,851,393	1,899,433	614,358	567,380
2033	4,982,380	2,489,641	2,492,736	3,797,181	1,184,955	1,873,693	1,923,486	615,823	569,131
2034	5,032,552	2,513,738	2,518,811	3,844,107	1,188,281	1,896,262	1,947,843	617,392	570,888
2035	5,083,229	2,538,069	2,545,159	3,891,613	1,191,616	1,919,103	1,972,509	618,965	572,650
2036	5,127,151	2,559,019	2,568,129	3,931,828	1,195,227	1,938,261	1,993,564	620,709	574,517
2037	5,171,452	2,580,142	2,591,307	3,972,458	1,198,849	1,957,611	2,014,845	622,459	576,389
2038	5,216,136	2,601,439	2,614,693	4,013,508	1,202,482	1,977,153	2,036,352	624,213	578,268
2039	5,261,206	2,622,913	2,638,291	4,054,982	1,206,126	1,996,891	2,058,089	625,972	580,153
2040	5,306,666	2,644,563	2,662,102	4,096,885	1,209,781	2,016,826	2,080,558	627,736	582,044



24

**CUADRO No. 2
TASAS DE CRECIMIENTO DE POBLACION 1970-2030**

AÑOS	POBTOT	RURAL	URBANA	POBTOT	RURAL	URBANA
	Población total	Población rural	Población urbana	Población total	Población rural	Población urbana
	Miles de habitantes Fórmula	Miles de habitantes Fórmula	Miles de habitantes Fórmula	%	%	%
1970	1,524.4	790.0	729.5			
1971	1,567.1	818.0	749.1	2.8%	2.4%	3.3%
1972	1,611.0	837.4	773.6	2.8%	2.4%	3.3%
1973	1,666.1	857.3	798.8	2.8%	2.4%	3.3%
1974	1,702.5	877.7	824.9	2.8%	2.4%	3.3%
1975	1,750.3	898.5	851.8	2.8%	2.4%	3.3%
1976	1,794.2	917.1	877.1	2.5%	2.1%	3.0%
1977	1,839.3	936.1	903.2	2.5%	2.1%	3.0%
1978	1,885.5	955.4	930.1	2.5%	2.1%	3.0%
1979	1,932.9	975.2	957.7	2.5%	2.1%	3.0%
1980	1,981.6	995.4	986.2	2.5%	2.1%	3.0%
1981	2,027.8	1,010.5	1,017.3	2.3%	1.5%	3.2%
1982	2,075.2	1,026.8	1,048.4	2.3%	1.5%	3.2%
1983	2,123.9	1,041.3	1,082.6	2.3%	1.5%	3.2%
1984	2,173.9	1,057.1	1,119.8	2.4%	1.5%	3.2%
1985	2,225.1	1,073.1	1,152.0	2.4%	1.5%	3.2%
1986	2,272.5	1,089.6	1,188.0	2.1%	1.3%	2.9%
1987	2,321.1	1,100.2	1,220.9	2.1%	1.3%	2.9%
1988	2,370.9	1,114.0	1,259.9	2.1%	1.3%	2.9%
1989	2,421.9	1,127.9	1,293.9	2.2%	1.3%	2.9%
1990	2,474.1	1,142.1	1,332.0	2.2%	1.3%	2.9%
1991	2,526.0	1,144.1	1,380.9	2.1%	0.2%	3.7%
1992	2,577.8	1,148.1	1,431.5	2.1%	0.2%	3.7%
1993	2,632.1	1,148.2	1,483.9	2.1%	0.2%	3.7%
1994	2,688.5	1,150.2	1,538.3	2.1%	0.2%	3.7%
1995	2,749.9	1,152.3	1,594.7	2.2%	0.2%	3.7%
1996	2,801.7	1,151.4	1,650.3	2.0%	-0.1%	3.5%
1997	2,858.3	1,150.5	1,707.9	2.0%	-0.1%	3.5%
1998	2,917.0	1,149.6	1,767.5	2.1%	-0.1%	3.5%
1999	2,977.8	1,149.7	1,829.1	2.1%	-0.1%	3.5%
2000	3,040.7	1,147.8	1,892.9	2.1%	-0.1%	3.5%
2001	3,099.0	1,147.6	1,951.4	1.9%	0.0%	3.1%
2002	3,159.2	1,147.5	2,011.7	1.9%	0.0%	3.1%
2003	3,221.2	1,147.4	2,073.8	2.0%	0.0%	3.1%
2004	3,285.1	1,147.2	2,137.9	2.0%	0.0%	3.1%
2005	3,351.0	1,147.1	2,203.8	2.0%	0.0%	3.1%
2006	3,409.9	1,146.7	2,263.2	1.8%	0.0%	2.7%
2007	3,470.4	1,146.2	2,324.1	1.8%	0.0%	2.7%
2008	3,532.5	1,145.8	2,386.7	1.8%	0.0%	2.7%
2009	3,596.3	1,145.4	2,450.9	1.8%	0.0%	2.7%
2010	3,661.8	1,145.0	2,516.8	1.8%	0.0%	2.7%
2011	3,721.7	1,145.4	2,578.3	1.6%	0.0%	2.4%
2012	3,782.9	1,145.8	2,637.1	1.6%	0.0%	2.4%
2013	3,845.6	1,146.2	2,690.4	1.7%	0.0%	2.4%
2014	3,909.7	1,146.6	2,753.1	1.7%	0.0%	2.4%
2015	3,975.4	1,147.0	2,828.4	1.7%	0.0%	2.4%
2016	4,033.7	1,148.1	2,895.6	1.5%	0.1%	2.0%
2017	4,093.1	1,148.2	2,943.9	1.5%	0.1%	2.0%
2018	4,153.7	1,150.2	3,003.4	1.5%	0.1%	2.0%
2019	4,215.5	1,151.3	3,064.2	1.5%	0.1%	2.0%
2020	4,278.6	1,152.4	3,126.1	1.5%	0.1%	2.0%
2021	4,334.0	1,154.2	3,179.8	1.3%	0.2%	1.7%
2022	4,390.5	1,156.1	3,234.4	1.3%	0.2%	1.7%
2023	4,447.9	1,157.9	3,289.8	1.3%	0.2%	1.7%
2024	4,506.2	1,159.8	3,346.4	1.3%	0.2%	1.7%
2025	4,565.9	1,161.6	3,403.9	1.3%	0.2%	1.7%
2026	4,617.9	1,164.3	3,453.6	1.1%	0.2%	1.5%
2027	4,671.0	1,167.0	3,504.1	1.1%	0.2%	1.5%
2028	4,724.9	1,169.7	3,555.2	1.2%	0.2%	1.5%
2029	4,779.5	1,172.3	3,607.1	1.2%	0.2%	1.5%
2030	4,834.8	1,175.0	3,659.8	1.2%	0.2%	1.5%
2031						

A



**VARIACION DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION TOTAL POR AÑO
CALENDARIO,
SEGÚN CUATRO HIPOTESIS DE CRECIMIENTO**

PERIODO 2010- 2030

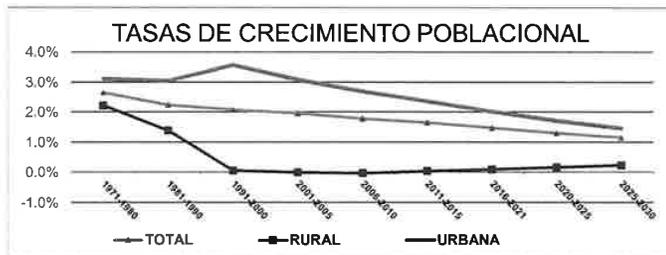
AÑO	HIPOTESIS CONSTANTE	HIPOTESIS ALTA	HIPOTESIS MEDIA RECOMENDADA	HIPOTESIS BAJA
2008				
2009	1,753%	1,722%	1,620%	1,291%
2010	1,732%	2,293%	1,569%	-0,912%
2011	1,711%	1,672%	1,518%	1,182%
2012	1,691%	1,648%	1,475%	1,128%
2013	1,671%	1,625%	1,436%	1,084%
2014	1,653%	1,604%	1,401%	1,049%
2015	1,637%	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%
2026	1,461%	1,351%	1,022%	0,618%
2027	1,449%	1,335%	1,010%	0,580%
2028	1,436%	1,315%	0,967%	0,540%
2029	1,423%	1,290%	0,936%	0,499%
2030	1,410%	1,262%	0,903%	0,456%
TASA	1,587%	1,521%	1,277%	0,924%
PROMEDIO 2015 -2016				
1,629%	1,574%	1,356%	1,013%	
TASA(2015-2010)	1,683%	1,738%	1,461%	0,759%
TASA(2016-2019)	1,600%	1,536%	1,296%	0,958%
TASA(2020-2024)	1,515%	1,432%	1,143%	0,782%
TASA(2025-2030)	1,442%	1,320%	0,981%	0,559%
TASA(2020-2030)	1,475%	1,371%	1,055%	0,660%

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS

PERIODOS	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
2007-2010	1,80%	1,80%	1,80%
2011-2015	1,44%	1,63%	1,09%
2016-2019	1,30%	1,54%	0,96%
2020-2025	1,13%	1,42%	0,76%
2026-2030	0,97%	1,31%	0,54%
2015-2030	1,12%	1,42%	0,74%

Nota: **INEC ESTIMACIONES Y PROYECCIONES DE LA POBLACION
TOTAL DEL PAIS , POR SEXO Y EDAD :AÑOS 1950 -2050
SITUACION DEMOGRAFICA, SECCION 11, BOLETIN No. 7
Noviembre de 2002**

Handwritten signature or mark.



0.01806201 promedio	TOTAL	RURAL	URBANA
1971-1980	2.66%	2.22%	3.12%
1981-1990	2.24%	1.38%	3.05%
1991-2000	2.08%	0.05%	3.58%
2001-2005	1.96%	-0.01%	3.09%
2006-2010	1.79%	-0.04%	2.69%
2011-2015	1.66%	0.04%	2.36%
2016-2021	1.48%	0.09%	2.02%
2020-2025	1.31%	0.16%	1.72%
2025-2030	1.15%	0.23%	1.46%

924.1
15 1.27101642

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN

ERIODO	POB TOTAL	RURAL	URBANA
2010-20	1.68%	0.04%	2.36%
2016-20	1.48%	0.09%	2.02%
2020-20	1.34%	0.15%	1.78%
2025-20	1.18%	0.22%	1.50%
2020-20	1.25%	0.19%	1.63%

Handwritten signature or mark.



R



CUADRO No. 3
INFLACIÓN, 1970-2015

INFLACIÓN, 1970-2015
IPC EMPALMADO, AÑOS 1987, 2002, 2013

AÑOS	INDICE DE PRECIOS DE PANAMA - IPCPAN (*)				INFSPAN Inflación de Panamá % COPE 1971-2002	
	SNE - COPE 1970-2002 1987 = 100 Fórmula 1970-2003	IPC Anual de Panama	IPC Empalmado	IPC Anual de Panama		IPC Empalmado
		2002 = 100		2003 = 100		
		INDICE	EMPALME	INDICE		EMPALME
	2002 - 2014	1970-2014	2013 - 2015	1970 - 2015		
1970	42.9		37.1		25.0	
1971	43.7		37.8		25.5	
1972	46.1		39.9		26.9	
1973	49.2		42.6		28.7	
1974	57.6		49.9		33.6	
1975	60.7		52.6		35.4	
1976	63.1		54.6		36.8	
1977	66.0		57.1		38.5	
1978	68.8		59.6		40.2	
1979	74.3		64.3		43.4	
1980	84.5		73.2		49.3	
1981	90.7		78.5		53.0	
1982	94.5		81.8		55.2	
1983	96.5		83.5		56.3	
1984	98.1		84.9		57.3	
1985	99.1		85.8		57.9	
1986	99.0		85.7		57.8	
1987	100.0		86.6		58.4	
1988	100.6		87.1		58.7	
1989	100.7		87.2		58.8	
1990	101.5		87.9		59.3	
1991	102.8		89.0		60.0	
1992	104.6		90.6		61.1	
1993	105.1		91.0		61.4	
1994	106.5		92.2		62.2	
1995	107.5		93.1		62.8	
1996	108.9		94.3		63.6	
1997	110.3		95.5		64.4	
1998	110.9		96.0		64.7	
1999	112.3		97.2		65.6	
2000	114.0		98.7		66.6	
2001	114.3		99.0		66.7	
2002	115.5	100.0	100.0		67.4	
2003	117.1	100.0	100.0		67.4	
2004		100.5	100.5		67.8	
2005		103.8	103.8		70.0	
2006		106.2	106.2		71.6	
2007		110.7	110.7		74.6	
2008		120.4	120.4		81.2	
2009		123.0	123.0		82.9	
2010		127.6	127.6		86.0	
2011		135.1	135.1		91.1	
2012		142.6	142.6		96.2	
2013		148.3	148.3	100.0	100.0	
2014		152.2	152.2	102.7	102.7	
2015			152.7	103.0	103.0	
2016			153.3	103.4	103.4	

PERIODO				TASA PROMEDIO
ANTES DE LA RESTRUCTURACION	1970-1998			3.4%
PRE - RESTRUCTURACION	1990-1999			1.1%
RESTRUCTURACION	1999-2014			2.8%
ANALISIS DE RESTRUCTURACION	1990-2007			1.3%
PRIMERA ETAP RESTRUCTURACION	1999-2007			1.3%
SEGUNDA ETAPA RESTRUCTURACION	2008-2015			4.1%



A

Nuevos Estimados de Expertos publicados: LA PRENSA y Capital Financiero				
	Desde	Hasta	Promedio	Promedio
MEF- Gobierno	6.0	7.0	6.30	6.30
FMI	6.4	6.2	6.30	6.30
World Bank (Banco Mundial)	6.8	6.8	6.20	6.20
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)		7.0	6.00	6.00
CEPAL	6.0	7.0	5.80	5.80
INDESA(Marcos Fernandez G. Chapman)	6.0	7.0	6.50	6.50
Panama Economic Insight			6.00	6.00
Debitte	6.0	7.0	5.10	5.10
Moody's				
Fitch Ratings				
Latin Consulting				
JP Morgan's		6.5	6.50	6.50
Standard & Poor's				
BBVA				
Scotiabank				
CAMARA DE COMERCIO DE PANAMA	7.0	7.0	7.00	7.00
APEDE				
Sindicato de Industriales de Panamá (SIP)				
CAPAC		7.0	7.00	7.00
Colegio de Economistas				
Otros Expertos (N. Ardito barletta)		6.5	6.50	6.50
Adolfo Quintero				
Rolando Gordon				
INTRACORP				
The Economist Magazine				
IMAE (Dato original CGR)				
IMAE (Ajuste desfase historico 3 últimos años)				
PIB IMAE (Ajuste desfase historico 6 últimos años)				
Promedio simple	6.31	6.82	6.27	6.27
Promedio AJUSTADO (Sin Extremos)	6.24	6.87	6.31	6.31
MAXIMO			7.00	7.00
MINIMO			5.10	5.10



2007	ANUAL										TASA ACUMULADA					
	TASAS DE CRECIMIENTO										CAMBIO PROMEDIO ANUAL					
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Mejor Tasa	Peor Tasa	Historica	Ultimos 5 Años	Ultimos 4 Años	Ultimos 3 Años
2.5%	-12.8%	0.1%	4.6%	1.2%	2.2%	1.5%	1.2%	0.4%	0.4%	4.6%	-12.8%	-0.2%	2.0%	1.3%	1.0%	0.8%
3.1%	-9.3%	-24.7%	-16.5%	14.1%	-5.2%	14.1%	40.6%	-4.3%	-4.3%	40.6%	-24.7%	-1.9%	4.0%	9.8%	15.4%	16.0%
28.1%	7.1%	35.3%	22.6%	17.0%	25.3%	22.6%	17.0%	7.0%	7.0%	35.3%	7.0%	20.2%	18.6%	17.8%	15.4%	11.9%
5.7%	-9.2%	1.1%	5.4%	11.2%	7.5%	9.5%	11.2%	2.2%	2.2%	11.2%	-9.2%	4.0%	7.1%	7.5%	7.5%	6.6%
4.0%	-0.2%	4.4%	6.0%	7.9%	7.9%	1.3%	0.8%	-1.3%	-1.3%	7.9%	-1.3%	2.8%	2.8%	2.1%	0.3%	-0.2%
14.7%	11.1%	3.6%	17.6%	11.3%	11.3%	9.3%	4.7%	13.6%	13.6%	17.6%	3.6%	10.6%	11.2%	9.7%	9.1%	9.1%
31.1%	4.1%	8.5%	22.7%	29.9%	31.1%	31.1%	14.0%	6.8%	6.8%	31.1%	4.1%	18.0%	20.5%	20.0%	16.8%	10.3%
7.5%	-3.6%	4.6%	13.6%	4.2%	4.2%	1.6%	5.5%	4.7%	4.7%	13.6%	-3.6%	4.7%	5.8%	4.0%	3.9%	5.1%
12.0%	0.1%	5.4%	14.7%	12.4%	11.3%	11.3%	7.7%	-100.0%	-100.0%	14.7%	-100.0%	7.8%	9.1%	7.7%	6.2%	3.8%
7.3%	4.3%	7.1%	18.5%	10.2%	10.2%	0.3%	1.1%	4.9%	4.9%	18.5%	0.3%	6.6%	6.8%	4.1%	2.1%	3.0%
9.3%	0.7%	6.7%	15.2%	8.8%	8.8%	1.2%	0.4%	3.1%	3.1%	15.2%	0.4%	5.6%	5.6%	3.9%	1.6%	1.8%
11.1%	7.6%	-0.8%	7.3%	9.5%	8.0%	8.0%	3.1%	10.4%	10.4%	7.3%	-0.8%	7.0%	7.6%	7.7%	7.1%	6.7%
8.7%	4.1%	13.5%	9.4%	8.1%	8.6%	8.6%	10.0%	8.1%	8.1%	9.4%	4.1%	8.8%	8.8%	8.7%	8.9%	9.1%
4.8%	13.0%	12.2%	4.8%	10.3%	4.3%	2.9%	4.3%	5.8%	5.8%	4.8%	13.0%	7.1%	5.5%	5.6%	4.1%	5.1%
8.3%	4.5%	0.1%	9.8%	12.6%	5.3%	1.3%	1.3%	7.0%	7.0%	9.8%	0.1%	6.1%	7.2%	6.5%	4.1%	4.1%
8.5%	4.8%	7.3%	13.9%	9.3%	9.3%	3.5%	3.6%	6.6%	6.6%	13.9%	7.3%	7.2%	7.3%	5.7%	4.5%	5.1%
2.9%	2.8%	10.5%	6.0%	5.5%	13.7%	13.7%	2.4%	11.6%	11.6%	6.0%	2.4%	6.9%	7.8%	8.2%	9.1%	6.9%
2.0%	2.3%	3.6%	9.9%	4.7%	4.7%	16.8%	7.4%	3.6%	3.6%	9.9%	2.0%	6.2%	8.4%	8.0%	9.2%	5.5%
4.5%	2.5%	0.8%	3.4%	2.6%	2.6%	-2.6%	3.2%	7.6%	7.6%	3.4%	-2.6%	2.7%	2.8%	2.6%	2.7%	5.4%
14.8%	5.0%	8.3%	16.5%	11.2%	11.2%	31.3%	14.0%	6.9%	6.9%	16.5%	5.0%	13.3%	13.7%	15.5%	17.0%	10.4%
3.9%	2.1%	3.4%	3.8%	1.1%	1.1%	6.5%	10.0%	3.3%	3.3%	3.8%	1.1%	4.2%	4.9%	5.2%	6.6%	6.6%
1.0%	-8.2%	-3.4%	4.0%	3.9%	-4.9%	-4.9%	3.8%	-0.5%	-0.5%	4.0%	-8.2%	-0.6%	1.2%	0.5%	-0.6%	1.6%
4.6%	1.4%	3.3%	5.1%	2.5%	2.5%	8.7%	10.2%	3.6%	3.6%	5.1%	1.4%	4.9%	6.0%	6.2%	7.4%	6.8%
4.2%	2.1%	2.7%	5.0%	3.0%	3.0%	5.4%	6.6%	-100.0%	-100.0%	5.0%	6.6%	4.3%	5.1%	5.1%	5.9%	6.1%
9.1%	-3.7%	15.7%	9.4%	11.3%	6.7%	8.1%	-1.2%	15.7%	-3.7%	9.4%	-3.7%	6.7%	6.8%	6.1%	4.5%	3.4%
8.81%	1.52%	5.70%	11.79%	9.20%	7.05%	6.05%	-100.00%	11.8%	-100.0%	11.79%	-100.0%	6.9%	7.9%	6.9%	6.2%	5.9%

A



CUADRO No. 7
ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2017, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION, ESCENARIO (2007=100)

ALTERNATIVAS A LA ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2017
SEGUN ACTIVIDAD ECONOMICA Y DIVISION ECONOMICA AL TERCER TRIMESTRE DEL 2016
(En millones de dólares de 2007)

	AÑO 2016 PRE ESTIMADO					AÑO 2017										
	ESCENARIO OPTIMISTA (1)					ESCENARIO MODERADO (2)					ESCENARIO PESIMISTA (3)					
	PIB 2016 (PE)	ESTRUCTURA ESTIMADA (P) AÑO 2016 (%)	TASA DE CRECIMIENTO ESTIMADA 2016/2015	VARIACION DEL PIB (SEM) 2014-2013	VARIACION ANUAL DEL PIB AJUSTADA (Promedio)	PIB ESTIMADO OPTIMISTA	ESTRUCTURA A ESTIMADA AÑO 2016 (%)	VARIACION ANUAL DEL PIB AJUSTADA	PIB ESTIMADO MODERADO	ESTRUCTURA AÑO 2016 (%)	VARIACION ANUAL DEL PIB AJUSTADA	PIB ESTIMADO PIESIMISTA	ESTRUCTURA ESTIMADA AÑO 2016 (%)	VARIACION ANUAL DEL PIB AJUSTADA	PIB ESTIMADO PIESIMISTA	ESTRUCTURA ESTIMADA AÑO 2016 (%)
GRAN DIVISION ECONOMICA																
1. Agricultura, silvicultura y caza	802.4	2.4%	-0.11%	-0.2%	1.05%	810.8	2.02%	-0.18%	800.9	2.00%	-0.18%	809.1	2.01%	-0.18%	809.1	2.01%
2. Pesca	203.5	0.64%	-4.2%	36.13%	0.27%	202.9	0.50%	-1.92%	199.6	0.51%	-4.30%	194.7	0.50%	-4.30%	194.7	0.50%
3. Explotación de canchales	698.9	1.87%	6.18%	11.62%	12.00%	782.8	1.93%	7.00%	747.8	1.92%	7.00%	747.8	1.92%	7.00%	747.8	1.92%
Subtotal Sector Primario	1,704.8	4.55%	0.00%	5.45%		1,796.5	4.37%		1,748.4	4.33%		1,764.7	4.33%		1,764.7	4.33%
4. Industria Manufacturera	1,576.9	4.31%	-0.74%	0.50%	0.30%	1,623.5	4.68%	0.21%	1,627.0	4.75%	-1.34%	1,651.0	4.79%	-1.34%	1,651.0	4.79%
5. Electricidad, gas y agua	1,508.4	4.07%	13.31%	3.80%	13.85%	1,711.7	4.29%	10.65%	1,666.0	4.22%	6.89%	1,611.7	4.08%	6.89%	1,611.7	4.08%
6. Construcción	5,718.4	15.25%	5.73%	15.53%	10.41%	6,311.3	16.70%	6.82%	6,186.1	15.46%	4.07%	5,949.9	15.40%	4.07%	5,949.9	15.40%
7. Transporte, almacenamiento y comunicaciones	5,207.7	13.93%	5.07%	3.8%	4.65%	5,460.3	14.56%	4.65%	5,460.3	14.56%	3.05%	5,366.6	13.89%	3.05%	5,366.6	13.89%
Subtotal Sector Secundario y de infraestructura	14,307.4	38.38%	4.91%	6.88%		15,355.0	38.28%		15,095.7	38.28%		14,779.4	38.26%		14,779.4	38.26%
8. Comercio al por mayor y al por menor	6,505.1	17.36%	4.27%	3.27%	4.51%	6,624.2	18.97%	4.27%	6,783.1	17.71%	2.10%	6,641.9	17.71%	2.10%	6,641.9	17.71%
9. Hoteles y restaurantes	872.5	2.60%	3.44%	-4.47%	5.38%	1,026.7	2.35%	3.44%	1,005.9	2.55%	2.56%	979.4	2.56%	2.56%	979.4	2.56%
10. Intermediación Financiera	2,847.4	7.87%	10.05%	3.15%	10.42%	3,234.4	8.10%	6.75%	3,146.2	7.97%	6.75%	3,146.2	7.97%	6.75%	3,146.2	7.97%
11. Actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler	3,302.3	8.87%	6.71%	9.22%	9.13%	3,570.7	9.89%	6.71%	3,524.0	9.53%	4.09%	3,437.1	9.59%	4.09%	3,437.1	9.59%
12. Estabilidad Privada	396.3	1.06%	5.86%	4.06%	7.12%	426.7	1.05%	5.86%	421.6	1.07%	4.15%	414.8	1.07%	4.15%	414.8	1.07%
Menos: Servicio de intermediación financiera	-542.1	-2.25%	4.91%	0.33%	7.04%	-501.4	-2.24%	7.04%	-501.4	-2.24%	7.04%	-501.4	-2.24%	7.04%	-501.4	-2.24%
Subtotal Sector Terciario (comercial y financiero)	13,283.5	35.17%	4.91%	3.81%		14,201.3	36.32%		13,979.4	36.40%		13,718.1	35.51%		13,718.1	35.51%
13. Actividades de servicio sociales y de salud privada	490.9	1.31%	3.57%	3.27%	11.55%	547.8	1.50%	2.29%	502.2	1.27%	2.29%	502.2	1.27%	2.29%	502.2	1.27%
14. Otras actividades comunitarias, sociales y personales	754.8	2.07%	1.62%	4.37%	3.64%	782.3	1.95%	2.02%	770.0	1.95%	2.02%	770.0	1.95%	2.02%	770.0	1.95%
15. Productores de servicios gubernamentales	2,550.1	6.87%	10.20%	4.91%	9.46%	2,791.4	7.04%	9.46%	2,791.4	7.07%	5.26%	2,684.4	6.95%	5.26%	2,684.4	6.95%
Construcción	476.2	1.27%	8.23%	19.01%	10.46%	526.0	1.31%	2.87%	489.9	1.24%	2.87%	489.9	1.24%	2.87%	489.9	1.24%
Actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler	2,199.8	5.87%	3.17%	2.89%	6.64%	2,345.8	6.04%	2.89%	2,283.1	5.74%	2.89%	2,245.7	5.81%	2.89%	2,245.7	5.81%
Hogares privados con servicio doméstico	165.7	0.44%	-4.66%	3.61%	3.65%	170.8	0.42%	1.64%	168.4	0.43%	0.64%	166.8	0.43%	0.64%	166.8	0.43%
16. Productores de servicios domésticos	2,825.1	7.54%		4.70%		3,042.7	7.57%		2,921.4	7.40%		2,902.3	7.51%		2,902.3	7.51%
Subtotal Sector Terciario (oficial y personal)	6,520.9	17.44%	4.27%	4.70%		7,164.1	17.82%		6,985.0	17.70%		6,858.9	17.76%		6,858.9	17.76%
Más: Derechos de importación e ITBM																
Más: ITBM que graba las compras de los hogares																
Más: Otros impuestos a los productores																
Menos: Subvenciones a los productores																
Subtotal Impuestos y transferencias	1,575.2	4.20%	10.02%	6.16%	8.92%	1,684.2	4.19%	4.53%	1,646.6	4.17%	3.46%	1,629.6	4.22%	3.46%	1,629.6	4.22%
Producto Interno Bruto Real	37,471.8					40,202.2	100.00%	0.00%	39,456.1	100.00%	3.08%	38,627.7	100.00%	3.08%	38,627.7	100.00%

TASA DE VARIACION
Las tasas de variaciones utilizadas para definir el posible estado de los diferentes rubros del PIB en el año 2013, se enmarcan principalmente dentro de los pronosticos publicados por Entidades Internacionales y expertos economistas.

(1) Comportamiento esperado con base en la variación anual de uno de los mejores años del periodo 2005-2011. Variación del último año 2011 (10.85%). PIB Tres metodologías (M). Variación de Tasa de crecimiento Anual. Columna AL.
(2) Basado en el comportamiento histórico promedio de los años 2001-2011. Casi similar a la variación evidenciada en el año 2010. Resultando en una tasa de crecimiento promedio anual 2001-2011 (-7.4%). PIB Tres metodologías (M).
(3) Basado en el peor comportamiento del periodo 2001-2011. Variación anual del año 2009 (-4.0%). PIB Tres metodologías (M). Variación de Tasa de crecimiento Anual Promedio. Columna AJ.

FUENTE: Desarrollo propio con base en datos de la Dirección de Estadística y Censo, Panamá en Cifras 2002-05

Más: Derechos de importación e ITBM
Más: ITBM que graba las compras de los hogares
Más: Otros impuestos a los productores
Menos: Subvenciones a los productores
Subtotal Impuestos y transferencias
PROPORCION ESTRUCTURAL DEL 2008
Más: Derechos de importación e ITBM
Más: ITBM que graba las compras de los hogares
Más: Otros impuestos a los productores
Menos: Subvenciones a los productores
Subtotal Impuestos y transferencias



**CUADRO No. 8
PRONOSTICOS DEL PIB, AÑOS 2016 - 2030**

**ESTIMADOS DE MONTOS Y VARIACIONES ANUALES DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO
DURANTE EL PERIODO DE EVALUACION DEL PESIN 2016-2030
EN CONSIDERACION AL PIB PRE-ESTIMADO DE 2015
A precios del Año 2007**

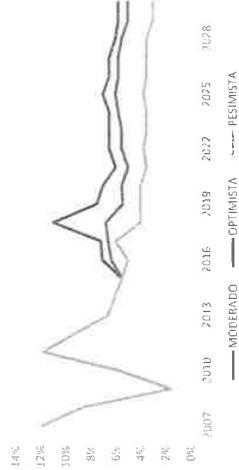
AÑOS	Producto Interno Bruto Estimado al III Trimestre 2015 de 5.49% (1)		
	VAR. ANUAL (En miles de Bolívares) (En %)	VAR. ANUAL (En miles de Bolívares) (En %)	VAR. ANUAL (En miles de Bolívares) (En %)
2007	20,958.0	20,958.0	11.90%
2008	22,762.8	22,762.8	8.61%
2009	23,126.7	23,126.7	1.60%
2010	24,460.5	24,460.5	5.77%
2011	27,348.8	27,348.8	11.81%
2012	29,873.0	29,873.0	9.23%
2013	31,851.9	31,851.9	6.62%
2014	33,780.0	33,780.0	6.05%
2015	35,634.4	35,634.4	5.69%
2016	37,868.4	37,868.4	6.35%
2017	40,400.8	40,400.4	7.20%
2018	43,145.5	45,401.6	11.00%
2019	46,486.1	48,806.7	7.50%
2020	47,987.8	52,223.2	7.00%
2021	50,387.3	55,356.6	6.90%
2022	53,158.6	58,954.8	6.80%
2023	56,082.3	62,786.8	6.80%
2024	58,307.0	66,858.0	6.80%
2025	62,865.4	71,548.7	7.20%
2026	66,480.2	76,169.4	7.14%
2027	70,302.8	81,152.4	7.10%
2028	74,169.5	86,021.5	6.90%
2029	77,877.9	90,967.8	6.75%
2030	81,771.8	96,188.4	6.50%

PRONOSTICOS			
ESTIMADO	OPTIMISTA	MODERADO	PESIMISTA
35,634.4	35,634.4	35,634.4	35,634.4
37,868.4	37,868.4	37,868.4	37,868.4
40,400.8	40,400.4	40,400.4	40,400.4
43,145.5	45,401.6	45,401.6	45,401.6
46,486.1	48,806.7	48,806.7	48,806.7
47,987.8	52,223.2	52,223.2	52,223.2
50,387.3	55,356.6	55,356.6	55,356.6
53,158.6	58,954.8	58,954.8	58,954.8
56,082.3	62,786.8	62,786.8	62,786.8
58,307.0	66,858.0	66,858.0	66,858.0
62,865.4	71,548.7	71,548.7	71,548.7
66,480.2	76,169.4	76,169.4	76,169.4
70,302.8	81,152.4	81,152.4	81,152.4
74,169.5	86,021.5	86,021.5	86,021.5
77,877.9	90,967.8	90,967.8	90,967.8
81,771.8	96,188.4	96,188.4	96,188.4

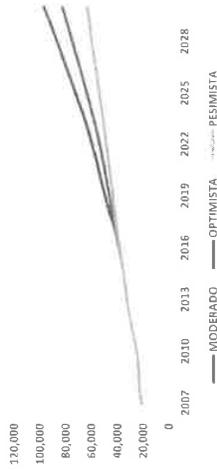
Crecimiento Anual			
Estudio	2007-2029	Periodo (2007-2026)	5.29%
Histórico	2006-2013	(2007-2014)	7.14%
Pronóstico	2016-2030	(2015-2029)	7.70%
Corto Plazo	2016-2019	(2016-2019)	6.84%
Medio Plazo	2019-2025	(2019-2025)	6.48%
Largo Plazo	2025-2029	(2025-2029)	6.58%
Periodo M y LP	2019-2028	(2019-2028)	6.10%
			6.36%

NOTAS:
 (1) Estimados a partir de un Producto Interno Bruto preliminar del 2013 de 8.35% y del pre-estimado para el año 2014 de 6.43%.
 (2) Escenarios optimista y pesimista para el período inmediato de corto plazo 2015-2018, están basados en las proyecciones generadas en el estudio de la Comisión de Estadística y Censos.
 (3) Las tasas de crecimiento de los escenarios moderado, optimista y pesimista para el 2015 con respecto al año pre-estimado fueron seleccionadas en 0.99, 1.02 y 1.07 por ciento. Tasa derivada de la inflación del PIB desarrollado para el año 2012. La Hoja EXCEL es el Producto Interno Bruto estimado de año 2014 de 6.43%, derivado del comportamiento preliminar del PIB durante los dos primeros trimestres del año, con respecto al promedio del PIB desarrollado para el período histórico 2007-2013. Balance de la Dirección de Estadística y Censos.
 (4) Las tasas de crecimiento para el período inmediato de corto plazo 2015-2018, están basadas en las proyecciones generadas en el estudio de la Comisión de Estadística y Censos.
 (5) Para el período de mediano y largo plazo las tasas de crecimiento están basadas en el mismo concepto anterior, derivadas de los efectos de la Ampliación del Canal de Panamá al comportamiento excepcional de los últimos años de la economía panameña.
 (6) Escenario Moderado está basado en el escenario "más probable" un paso por debajo de los parámetros plausibles de crecimiento.
 (7) Escenario Optimista está basado en el "mejor escenario", definido por el potencial de la economía nacional de 7% anual sostenido.
 (8) Escenario Pesimista está basado en el "peor escenario", de casi la mitad del crecimiento potencial de la economía nacional, entre un 1% (3) y un 4% (4) % anual sostenido.

Fuente: Desarrollo de ETESA con base al registro preliminar del Tercer Trimestre del año 2015



**PRODUCTO INTERNO BRUTO
EN MILLONES DE BOLÍVARES DEL AÑO 2007**





CUADRO No. 9
PRONOSTICOS DE LA ACTIVIDAD DE MANUFACTURA, AÑOS 2016 - 2030

ESTIMADOS DE MONTOS Y VARIACIONES ANUALES DE LA ACTIVIDAD DE MANUFACTURA EN EL PRODUCTO INTERNO BRUTO DURANTE EL PERIODO DE EVALUACION DEL PLAN 2016-2030 EN CONSIDERACION AL PIB ESTIMADO DE 2015 EMPALMADO a Precios de 2007 (Datos Encadenados)

AÑOS	Producto Interno Bruto 2015 de 5.49%			
	ESCENARIO MODERADO (En miles de Bóboas)	ESCENARIO OPTIMISTA (En miles de Bóboas)	ESCENARIO PESIMISTA (En miles de Bóboas)	VAR. ANUAL (En miles de Bóboas)
2007	1,546.0	1,546.0	1,546.0	
2008	1,607.2	1,607.2	1,607.2	3.96%
2009	1,603.3	1,603.3	1,603.3	-0.24%
2010	1,673.2	1,673.2	1,673.2	4.35%
2011	1,773.1	1,773.1	1,773.1	6.97%
2012	1,913.8	1,913.8	1,913.8	7.93%
2013	1,939.1	1,939.1	1,939.1	1.32%
2014	1,956.7	1,956.7	1,956.7	0.91%
2015	1,930.5	1,930.5	1,930.5	-1.34%
2016	1,876.9	1,876.9	1,876.9	-2.78%
2017	1,872.8	1,862.5	1,851.8	-1.13%
2018	1,913.7	1,935.8	1,880.0	2.19%
2019	1,964.0	1,966.8	1,897.1	2.63%
2020	2,015.7	2,039.1	1,914.4	2.63%
2021	2,083.1	2,107.1	1,964.8	3.34%
2022	2,152.6	2,177.5	2,016.5	3.34%
2023	2,224.5	2,250.2	2,069.6	3.34%
2024	2,298.8	2,325.4	2,124.1	3.34%
2025	2,359.3	2,419.9	2,180.0	2.63%
2026	2,421.4	2,518.3	2,237.4	2.63%
2027	2,485.2	2,620.5	2,296.3	2.63%
2028	2,550.6	2,699.6	2,356.7	2.63%
2029	2,617.7	2,760.4	2,418.9	2.63%
2030	2,686.6	2,833.1	2,482.5	2.63%
2031	2,757.4	2,907.7	2,547.8	2.63%

Crecimiento Anual

Tipo	Años	Periodo	
Estudio	23	(2007-2030)	2.46%
Estudio	7	(2007-2014)	2.63%
Historico	7	(2007-2014)	3.42%
Pronostico	15	(2010-2023)	2.23%
Corto Plazo	4	(2011-2014)	0.43%
Medio Plazo	6	(2015-2020)	3.10%
Largo Plazo	5	(2020-2025)	2.63%

NOTAS:
 (1) Escenarios a partir de un Producto Interno Bruto al 2010 de 7.6%, estimado previsto inicial del MEF para este año.
 (2) Escenarios a partir de un Producto Interno Bruto al 2011 de 10.91%, derivado del comportamiento real del PIB durante los dos primeros trimestres del año. Boletín de la Dirección de Estadísticas y Censo, Evolución Trimestral del PIB (II Trimestre del 2008). Con un incremento de 10.33% del I semestre del año con respecto al año anterior. Además, el Índice Mensual de la actividad Económica (IMAE) de enero-agosto del 2008 muestra un incremento sobre el 9 por ciento, en respecto al mismo periodo del año anterior.
 (3) Escenario Moderado está basado en el escenario "mas probable" definido por INTRACORP, Volumen III, xxiv. Con Expansión del Canal, incremento de 3.5% de pesajes e inversión de 5.5 miles de millones de \$ USA.
 (4) Escenario Optimista está basado en el "mejor escenario", definido por INTRACORP, Volumen III, xxiv. Con Expansión del Canal, incremento de 3.5% de pesajes e inversión de 4.7 miles de millones de \$ USA.
 (5) Escenario Pesimista está basado en el "peor escenario", definido por INTRACORP, Volumen III, xxiv. Con Expansión del Canal, incremento de 3.5% de pesajes e inversión de 4.7 miles de millones de \$ USA.
 (6) Las tasas de crecimiento de los escenarios moderado, optimista y pesimista para el 2012 con respecto al año precedente fueron estimadas en 7.85, 11.39 y 4.31 por ciento. Tasa derivadas de la simulación del PIB, desarrollado para el año 2012. La Hoja EXCEL es PIB Estructural Estimado 2012.

Fuente: Desarrollo de ETESA basados en los escenarios elaborados por INTRACORP, por medio de un Modelo Matemático de Insumo-Producto, para mostrar los impactos directos, inducidos, paralelos y del Conglomerado del canal en la economía nacional. "Estudio del Impacto Económico del Canal y el Proyecto de Ampliación en el Ambiente Nacional", Revisión, Abril de 2006.



CUADRO No. 10

PRODUCTO INTERNO BRUTO

ESCENARIO BASE MODERADO
Millones de Balboas de 2007

AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%TOTAL
1970	4,693		585.0		12.5%
1971	5,145	9.6%	622.2	6.4%	12.1%
1972	5,380	4.6%	650.7	4.6%	12.1%
1973	5,668	5.4%	691.6	6.3%	12.2%
1974	5,807	2.4%	700.8	1.3%	12.1%
1975	5,908	1.7%	675.5	-3.6%	11.4%
1976	6,007	1.7%	692.5	2.5%	11.5%
1977	6,072	1.1%	700.8	1.2%	11.5%
1978	6,667	9.8%	711.8	1.6%	10.7%
1979	6,968	4.5%	790.4	11.0%	11.3%
1980	7,880	13.1%	822.6	4.1%	10.4%
1981	8,180	3.8%	756.0	-8.1%	9.2%
1982	8,618	5.3%	783.2	3.6%	9.1%
1983	8,231	-4.5%	766.3	-2.1%	9.3%
1984	8,454	2.7%	818.8	6.8%	9.7%
1985	8,871	4.9%	864.7	5.6%	9.7%
1986	9,188	3.6%	870.7	0.7%	9.5%
1987	9,022	-1.8%	930.6	6.9%	10.3%
1988	7,815	-13.4%	721.5	-22.5%	9.2%
1989	7,937	1.6%	730.9	1.3%	9.2%
1990	8,580	8.1%	831.6	13.8%	9.7%
1991	9,388	9.4%	918.6	10.5%	9.8%
1992	10,158	8.2%	1,002.7	9.2%	9.9%
1993	10,712	5.5%	1,066.2	6.3%	10.0%
1994	11,017	2.9%	1,111.6	4.3%	10.1%
1995	11,210	1.8%	1,113.8	0.2%	9.9%
1996	11,525	2.8%	1,367.0	22.7%	11.9%
1997	12,270	6.5%	1,411.5	3.3%	11.5%
1998	13,170	7.3%	1,443.0	2.2%	11.0%
1999	13,685	3.9%	1,458.4	1.1%	10.7%
2000	14,040	2.6%	1,354.0	-7.2%	9.6%
2001	13,799	-1.7%	1,237.7	-8.6%	9.0%
2002	14,606	5.8%	1,217.0	-1.7%	8.3%
2003	15,284	4.6%	1,193.6	-1.9%	7.8%
2004	16,030	4.9%	1,205.4	1.0%	7.5%
2005	17,546	9.5%	1,269.6	5.3%	7.2%
2006	18,833	7.3%	1,318.8	3.9%	7.0%
2007	20,958	11.3%	1,546.0	17.2%	7.4%
2008	22,763	8.6%	1,607.2	3.95%	7.1%
2009	23,127	1.6%	1,603.3	-0.24%	6.9%
2010	24,461	5.8%	1,673.2	4.36%	6.8%
2011	27,349	11.8%	1,773.1	5.97%	6.5%
2012	29,873	9.2%	1,913.8	7.93%	6.4%
2013	31,852	6.6%	1,939.1	1.32%	6.1%
2014	33,780	6.1%	1,956.7	0.91%	5.8%
2015	35,732	5.8%	1,930.5	-1.34%	5.4%
2016	37,472	4.9%	1,876.9	-2.78%	5.0%
2017	39,455	5.3%	1,872.9	-0.21%	4.7%
2018	41,980	6.4%	1,913.7	2.18%	4.6%
2019	44,751	6.6%	1,964.0	2.63%	4.4%
2020	47,615	6.4%	2,015.7	2.63%	4.2%
2021	50,472	6.0%	2,083.1	3.34%	4.1%
2022	53,551	6.1%	2,152.6	3.34%	4.0%
2023	56,764	6.0%	2,224.5	3.34%	3.9%
2024	59,886	5.5%	2,298.8	3.34%	3.8%
2025	63,030	5.3%	2,359.3	2.63%	3.7%
2026	66,339	5.3%	2,421.4	2.63%	3.7%
2027	69,656	5.0%	2,485.2	2.63%	3.6%
2028	73,138	5.0%	2,550.6	2.63%	3.5%
2029	76,613	4.8%	2,617.7	2.63%	3.4%
2030	80,252	4.8%	2,686.6	2.63%	3.3%
2031	84,064	4.8%	2,757.4	2.63%	3.3%
PROMEDIO		5.5%		2.6%	4.0%

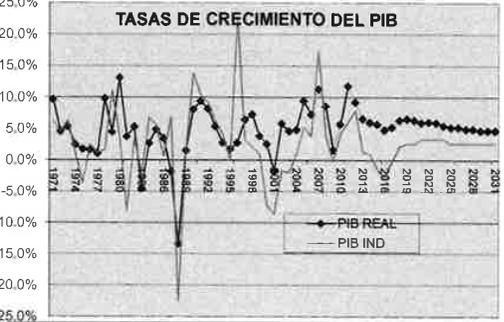
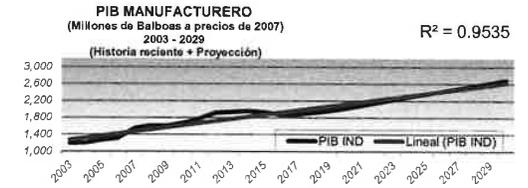
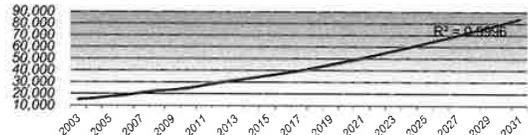
PREMISAS 11.260% 3.543%

a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual de 5.5%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento. 4.620%

b) **PIB MANUFACTURERO:** Escenario conservador, con crecimiento promedio inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, en 4.0% del PIB Total. Promedio de los últimos tres años. 2.567%

-4.0%

	PIB TOTAL TASA	DIF TASAS	INDUSTRIA TASA	%/TOTAL
Promedios 1980-1990	2.13%	-1.22%	0.91%	9.59%
1991-2000	5.08%	0.17%	5.25%	10.43%
2001-2016	6.38%	-4.17%	2.21%	6.89%
Máximo Promedio 2017	5.29%	-1.74%	2.27%	12.2%
2017-2016	5.08%	-6.58%	-1.50%	4.75%
2017-2020	6.17%	-4.37%	1.81%	4.48%
2021-2031	5.30%	-2.41%	2.89%	3.67%
2005-2016	7.37%			
2008-2016	6.70%			
2010-2016	7.39%			
1970-2016	4.72%			



Handwritten signature



CUADRO No. 11
PRODUCTO INTERNO BRUTO
ESCENARIO ALTO (ALTO

Miliones de Balboas de 2007

AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%TOTAL
1970	4,693		585.0		12.5%
1971	5,145	9.6%	622.2	6.4%	12.1%
1972	5,380	4.6%	650.7	4.6%	12.1%
1973	5,668	5.4%	691.6	6.3%	12.2%
1974	5,807	2.4%	700.8	1.3%	12.1%
1975	5,908	1.7%	675.5	-3.6%	11.4%
1976	6,007	1.7%	692.5	2.5%	11.5%
1977	6,072	1.1%	700.8	1.2%	11.5%
1978	6,667	9.8%	711.8	1.6%	10.7%
1979	6,968	4.5%	790.4	11.0%	11.3%
1980	7,880	13.1%	822.6	4.1%	10.4%
1981	8,180	3.8%	756.0	-8.1%	9.2%
1982	8,618	5.3%	783.2	3.6%	9.1%
1983	8,231	-4.5%	766.3	-2.1%	9.3%
1984	8,454	2.7%	818.8	6.8%	9.7%
1985	8,871	4.9%	864.7	5.6%	9.7%
1986	9,188	3.6%	870.7	0.7%	9.5%
1987	9,022	-1.8%	930.6	6.9%	10.3%
1988	7,815	-13.4%	721.5	-22.5%	9.2%
1989	7,937	1.6%	730.9	1.3%	9.2%
1990	8,580	8.1%	831.6	13.8%	9.7%
1991	9,388	9.4%	918.6	10.5%	9.8%
1992	10,158	8.2%	1,002.7	9.2%	9.9%
1993	10,712	5.5%	1,066.2	6.3%	10.0%
1994	11,017	2.9%	1,111.6	4.3%	10.1%
1995	11,210	1.8%	1,113.8	0.2%	9.9%
1996	11,525	2.8%	1,367.0	22.7%	11.9%
1997	12,270	6.5%	1,411.5	3.3%	11.5%
1998	13,170	7.3%	1,443.0	2.2%	11.0%
1999	13,685	3.9%	1,458.4	1.1%	10.7%
2000	14,040	2.6%	1,354.0	-7.2%	9.6%
2001	13,799	-1.7%	1,237.7	-8.6%	9.0%
2002	14,606	5.8%	1,217.0	-1.7%	8.3%
2003	15,284	4.6%	1,193.6	-1.9%	7.8%
2004	16,030	4.9%	1,205.4	1.0%	7.5%
2005	17,546	9.5%	1,269.6	5.3%	7.2%
2006	18,833	7.3%	1,318.8	3.9%	7.0%
2007	20,958	11.3%	1,546.0	17.2%	7.4%
2008	22,763	8.6%	1,607.2	3.95%	7.1%
2009	23,127	1.6%	1,603.3	-0.24%	6.9%
2010	24,461	5.8%	1,673.2	4.36%	6.8%
2011	27,349	11.8%	1,773.1	5.97%	6.5%
2012	29,873	9.2%	1,913.8	7.93%	6.4%
2013	31,852	6.6%	1,939.1	1.32%	6.1%
2014	33,780	6.1%	1,956.7	0.91%	5.8%
2015	35,732	5.8%	1,930.5	-1.34%	5.4%
2016	37,472	4.9%	1,876.9	-2.78%	5.0%
2017	40,202	7.3%	1,882.5	0.30%	4.7%
2018	43,177	7.4%	1,935.8	2.83%	4.5%
2019	46,761	8.3%	1,986.8	2.63%	4.2%
2020	50,642	8.3%	2,039.1	2.63%	4.0%
2021	54,693	8.0%	2,107.1	3.34%	3.9%
2022	58,932	7.7%	2,177.5	3.34%	3.7%
2023	63,499	7.7%	2,250.2	3.34%	3.5%
2024	68,262	7.5%	2,325.4	3.34%	3.4%
2025	73,040	7.0%	2,419.9	4.07%	3.3%
2026	78,153	7.0%	2,518.3	4.07%	3.2%
2027	83,233	6.5%	2,620.6	4.07%	3.1%
2028	88,643	6.5%	2,689.6	2.63%	3.0%
2029	93,961	6.0%	2,760.4	2.63%	2.9%
2030	99,599	6.0%	2,833.1	2.63%	2.8%
2031	105,575	6.0%	2,907.7	2.63%	2.8%
PROMEDIO		7.2%		3.0%	3.5%

PREMISAS 7.142% 3.543%

a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual mayor de 7%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento. 4.620%

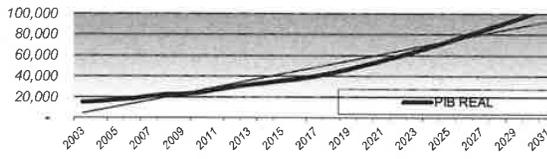
b) **PIB MANUFACTURERO:** Escenario conservador, con crecimiento promedio inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, en 3.5% del PIB Total. Promedio de los últimos tres años. 2.567%

Promedios	PIB TOTAL		INDUSTRIA	
	TASA	DIF. TASA	TASA	%/TOTAL
1980-1990	2.13%	-1.22%	0.91%	9.59%
1991-2000	5.08%	0.17%	5.25%	10.43%
2001-2016	6.38%	-4.17%	2.21%	6.89%
Máximo	13.1%		22.7%	12.2%
Promedio 2017	7.29%	-1.74%	0.30%	4.68%
2017-2016	6.08%	-7.32%	-1.24%	4.68%
2017-2020	8.00%	-5.90%	2.10%	4.36%
2021-2031	6.91%	-3.63%	3.28%	3.25%
2005-2016	7.37%			
2008-2016	6.70%			
2010-2016	7.16%			
1970-2016	4.72%			

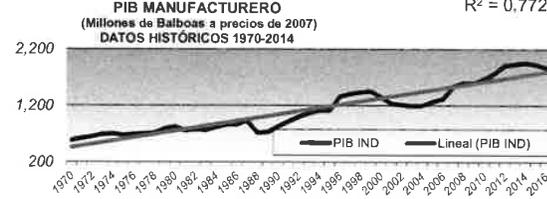
ARCHIVO: Anexo Torno I - 3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo.
HOJA: 11- PIB 2017 -ALTO Base-2007



R² = 0.9943



R² = 0.7725



R² = 0.9544



PIB MANUFACTURA

- 0.08611509
- 0.01598661
- 0.0576736
- 0.11808017
- 0.09229655
- 0.06624377
- 0.06053328
- 0.05777383
- 0.04870199

Handwritten signature or mark.



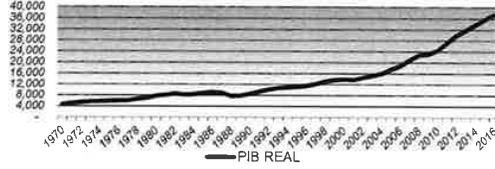
CUADRO No. 12
PRODUCTO INTERNO BRUTO
ESCENARIO BAJO F BAJO
Millones de Balboas de 2007

AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%TOTAL
	PIB REAL		PIB IND		
1970	4,693		585.0		12.5%
1971	5,145	9.6%	622.2	6.4%	12.1%
1972	5,380	4.6%	650.7	4.6%	12.1%
1973	5,668	5.4%	691.6	6.3%	12.2%
1974	5,807	2.4%	700.8	1.3%	12.1%
1975	5,908	1.7%	675.5	-3.6%	11.4%
1976	6,007	1.7%	692.5	2.5%	11.5%
1977	6,072	1.1%	700.8	1.2%	11.5%
1978	6,667	9.8%	711.8	1.6%	10.7%
1979	6,968	4.5%	790.4	11.0%	11.3%
1980	7,880	13.1%	822.6	4.1%	10.4%
1981	8,180	3.8%	756.0	-8.1%	9.2%
1982	8,618	5.3%	783.2	3.6%	9.1%
1983	8,231	-4.5%	766.3	-2.1%	9.3%
1984	8,454	2.7%	818.8	6.8%	9.7%
1985	8,871	4.9%	864.7	5.6%	9.7%
1986	9,188	3.6%	870.7	0.7%	9.5%
1987	9,022	-1.8%	930.6	6.9%	10.3%
1988	7,815	-13.4%	721.5	-22.5%	9.2%
1989	7,937	1.6%	730.9	1.3%	9.2%
1990	8,580	8.1%	831.6	13.8%	9.7%
1991	9,388	9.4%	918.6	10.5%	9.8%
1992	10,158	8.2%	1,002.7	9.2%	9.9%
1993	10,712	5.5%	1,066.2	6.3%	10.0%
1994	11,017	2.9%	1,111.6	4.3%	10.1%
1995	11,210	1.8%	1,113.8	0.2%	9.9%
1996	11,525	2.8%	1,367.0	22.7%	11.9%
1997	12,270	6.5%	1,411.5	3.3%	11.5%
1998	13,170	7.3%	1,443.0	2.2%	11.0%
1999	13,685	3.9%	1,458.4	1.1%	10.7%
2000	14,040	2.6%	1,354.0	-7.2%	9.6%
2001	13,799	-1.7%	1,237.7	-8.6%	9.0%
2002	14,606	5.8%	1,217.0	-1.7%	8.3%
2003	15,284	4.6%	1,193.6	-1.9%	7.8%
2004	16,030	4.9%	1,205.4	1.0%	7.5%
2005	17,546	9.5%	1,269.6	5.3%	7.2%
2006	18,833	7.3%	1,318.8	3.9%	7.0%
2007	20,958	11.3%	1,546.0	17.2%	7.4%
2008	22,763	8.6%	1,607.2	4.0%	7.1%
2009	23,127	1.6%	1,603.3	-0.2%	6.9%
2010	24,461	5.8%	1,673.2	4.4%	6.8%
2011	27,349	11.8%	1,773.1	6.0%	6.5%
2012	29,873	9.2%	1,913.8	7.9%	6.4%
2013	31,852	6.6%	1,939.1	1.3%	6.1%
2014	33,780	6.1%	1,956.7	0.9%	5.8%
2015	35,732	5.8%	1,930.5	-1.3%	5.4%
2016	37,472	4.9%	1,876.9	-2.8%	5.0%
2017	38,628	3.1%	1,851.8	-1.34%	4.8%
2018	40,076	3.8%	1,880.0	1.52%	4.7%
2019	41,579	3.8%	1,897.1	0.91%	4.6%
2020	42,930	3.2%	1,914.4	0.91%	4.5%
2021	44,540	3.8%	1,964.8	2.63%	4.4%
2022	45,988	3.2%	2,016.5	2.63%	4.4%
2023	47,368	3.0%	2,069.6	2.63%	4.4%
2024	48,670	2.8%	2,124.1	2.63%	4.4%
2025	50,009	2.8%	2,180.0	2.63%	4.4%
2026	51,384	2.8%	2,237.4	2.63%	4.4%
2027	52,668	2.5%	2,296.3	2.63%	4.4%
2028	53,985	2.5%	2,356.7	2.63%	4.4%
2029	55,200	2.3%	2,418.8	2.63%	4.4%
2030	56,442	2.3%	2,482.5	2.63%	4.4%
2031	57,712	2.2%	2,547.8	2.63%	4.4%
PROMEDIO		2.9%		2.1%	4.4%

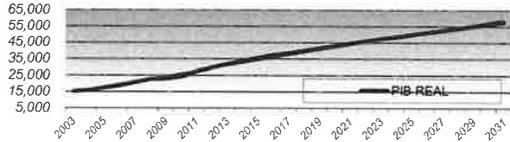
- PREMISAS** 7,142% 4,596%
- a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual de 3.0%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento. 4.620%
- b) **PIB MANUFACTURERO:** Escenario conservador, con crecimiento promedio inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, en 4% del PIB Total. Promedio de los últimos tres años. 2.567%

Promedios	PIB TOTAL		INDUSTRIA	
	TASA	TASAS	TASA	%/TOTAL
1980-1990	2.13%	-1.22%	0.91%	9.59%
1991-2000	5.08%	0.17%	5.25%	10.43%
2001-2016	6.48%	-3.94%	2.54%	7.02%
Máximo	13.1%		22.7%	12.2%
Promedio 2017	4.87%	-1.66%		
2017-2016	5.32%	-7.38%	-2.06%	5.01%
2017-2020	3.86%	-4.28%	-0.42%	4.76%
2021-2031	2.82%	-0.34%	2.48%	4.38%
2005-2013	7.60%			
2008-2013	6.93%			
2010-2015	7.54%			
1970-2015	4.72%			

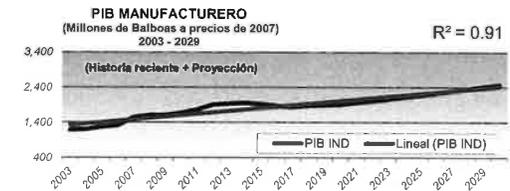
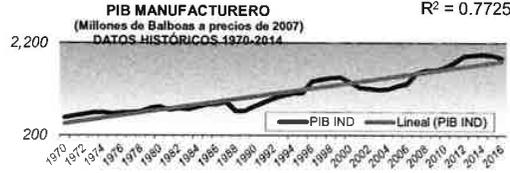
PIB (Millones de Balboas a precios de 2007)
DATOS HISTÓRICOS



R² = 0.9943



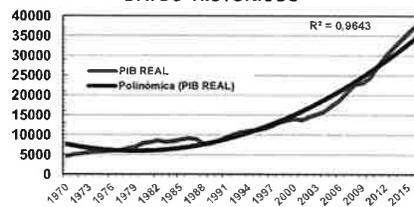
R² = 0.7725



R² = 0.91



PIB (Millones de Balboas a precios de 2007)
DATOS HISTÓRICOS



R² = 0.9843

Handwritten signature or mark.



CUADRO No. 13
RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN ESCENARIOS

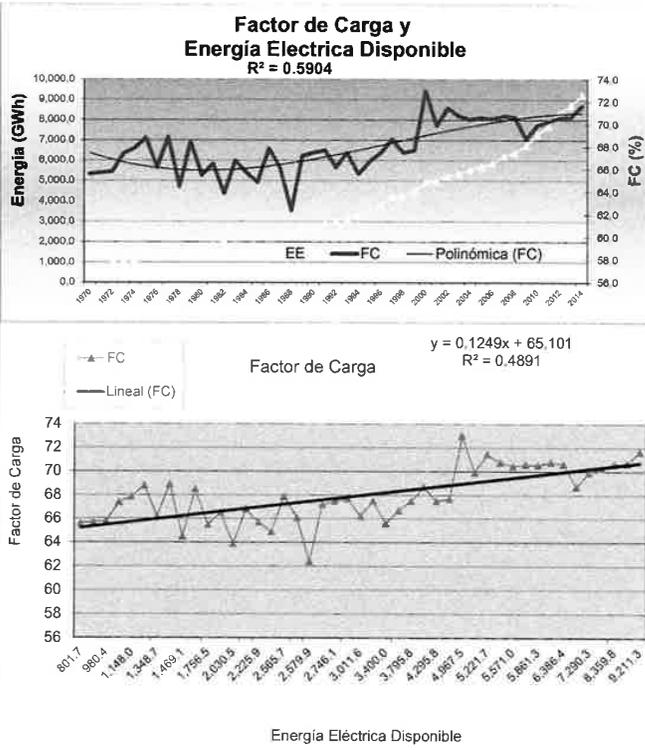
RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN
ESCENARIOS
2017-2031

PERIODOS	TOTAL	DIFERENCIAS	INDUSTRIAL	
			TASA	% /TOTAL
TASAS HISTÓRICAS (PIB- base 982)				
1980-1990	2.13%	-1.22%	0.91%	9.59%
1991-2000	5.08%	0.17%	5.25%	10.43%
2001-2012	6.38%	-4.17%	2.21%	6.89%
Máximo	13.08%	0.00%	22.74%	12.20%
Promedio		-1.74%		
ESCENARIO MODERADO				
2017	5.29%		-0.21%	4.75%
2017-2016	5.08%	-6.58%	-1.50%	4.75%
2016-2020	6.17%	-4.37%	1.81%	4.48%
2021-2031	5.30%	-2.41%	2.89%	3.67%
ESCENARIO OPTIMISTA				
2017	7.29%		0.30%	4.68%
2017-2016	6.08%	-7.32%	-1.24%	4.68%
2016-2020	8.00%	-5.90%	2.10%	4.36%
2021-2031	6.91%	-3.63%	3.28%	3.25%
ESCENARIO PESIMISTA				
2017	4.87%		-2.78%	5.40%
2017-2016	5.32%	-7.38%	-2.06%	5.01%
2016-2020	3.86%	-4.28%	-0.42%	4.76%
2021-2031	2.82%	-0.34%	2.48%	4.38%



CUADRO No. 14
ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA Y PROYECCIÓN LINEAL

	FC	Var Anual	EE	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%	1,139.9	65.7	-1.75	-3%
1974	67.9	0.7%	1,148.0	65.8	-2.13	-3%
1975	68.8	1.3%	1,214.3	65.9	-2.91	-4%
1976	66.2	-3.8%	1,348.7	66.0	-0.19	0%
1977	68.9	4.1%	1,450.3	66.1	-2.77	-4%
1978	64.5	-6.4%	1,469.1	66.3	1.75	3%
1979	68.5	6.2%	1,724.0	66.4	-2.13	-3%
1980	65.5	-4.4%	1,756.5	66.5	0.99	2%
1981	66.5	1.5%	1,863.5	66.6	0.11	0%
1982	63.9	-3.9%	2,030.5	66.7	2.83	4%
1983	66.8	4.5%	2,193.5	66.9	0.05	0%
1984	65.7	-1.6%	2,225.9	67.0	1.27	2%
1985	64.9	-1.2%	2,412.9	67.1	2.20	3%
1986	67.9	4.6%	2,565.7	67.2	-0.68	-1%
1987	66.1	-2.7%	2,748.3	67.3	1.24	2%
1988	62.4	-5.6%	2,579.9	67.5	5.06	8%
1989	67.2	7.7%	2,624.7	67.6	0.38	1%
1990	67.5	0.4%	2,746.1	67.7	0.20	0%
1991	67.7	0.3%	2,896.6	67.8	0.12	0%
1992	66.2	-2.2%	3,011.6	67.9	1.74	3%
1993	67.5	2.0%	3,199.1	68.1	0.56	1%
1994	65.6	-2.8%	3,400.0	68.2	2.58	4%
1995	66.7	1.7%	3,619.4	68.3	1.60	2%
1996	67.5	1.2%	3,795.8	68.4	0.92	1%
1997	68.7	1.8%	4,254.4	68.5	-0.16	0%
1998	67.5	-1.7%	4,295.8	68.7	1.16	2%
1999	67.7	0.3%	4,474.5	68.8	1.08	2%
2000	73.0	7.8%	4,967.5	68.9	-4.10	-6%
2001	69.9	-4.2%	4,999.9	69.0	-0.90	-1%
2002	71.5	2.2%	5,221.7	69.1	-2.34	-3%
2003	70.8	-1.0%	5,342.6	69.3	-1.51	-2%
2004	70.4	-0.5%	5,571.0	69.4	-1.06	-1%
2005	70.6	0.2%	5,711.0	69.5	-1.11	-2%
2006	70.5	-0.1%	5,861.3	69.6	-0.90	-1%
2007	70.8	0.4%	6,208.8	69.7	-1.04	-1%
2008	70.6	-0.2%	6,386.4	69.9	-0.76	-1%
2009	69.7	-2.7%	6,753.7	70.0	1.27	2%
2010	69.9	1.7%	7,290.3	70.1	0.19	0%
2011	70.3	1.7%	7,722.5	70.2	-0.05	0%
2012	70.6	-0.9%	8,359.8	70.3	-0.28	0%
2013	70.7	-0.9%	8,722.1	70.5	-0.20	0%
2014	71.7	-0.9%	9,211.3	70.6	-1.07	-1%
2015	71.5	0.9%	9,905.9	70.7	-0.82	-1%
	68.1	0.18%	Promedios-->		-0.05	-65.9%
						-0.2%



Estimados: PRONÓSTICO MODERADO OPTIMISTA PESIMISTA
AÑOS LINEAL

2015	71.5	70.6	71.5	69.6	71.8
2016	71.9	70.7	71.6	69.4	68.5
2017	72.1	70.7	71.6	69.1	68.7
2018	72.3	70.7	71.7	68.8	68.9
2019	72.4	70.7	71.7	68.5	69.1
2020	72.6	70.7	71.8	68.7	69.3
2021	72.8	70.7	71.9	68.8	69.5
2022	73.0	70.7	71.9	68.9	69.7
2023	73.2	70.7	72.0	69.1	69.9
2024	73.4	70.7	72.1	69.2	70.1
2025	73.6	70.7	72.1	69.3	70.3
2026	73.7	70.7	72.2	69.5	70.5
2027	73.9	70.7	72.3	69.6	70.7
2028	74.1	70.7	72.3	69.8	70.9
2029	74.3	70.7	72.4	69.9	71.2
2030	74.5	70.7	72.5	70.0	71.2
2031	74.7	70.7	72.5	70.2	71.2
2032	74.8	70.7	72.6	70.3	72.2

←valores ideales a adoptar por el modelo por mecanismo de cálculo de variación anual

	PROMEDIO	VARIACIÓN 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	0.29%
(2000-2005)	71.0	0.70%
(2000-2008)	70.9	-0.41%
(2006-2010)	70.6	0.84%
(2009-2014)	70.3	0.24%
(2010-2014)	70.6	0.84%

AÑOS	VALOR	TASA
MODERADO		
2016	70.7	
2015-2016	3	70.7 0.03%
2016-2019	12	70.7
2020-2030		70.7
PERIODO	70.7	0.00%
OPTIMO		
2016	71.6	
2015-2016	3	70.7 0.03%
2016-2019	12	71.5 0.09%
2020-2030		
PERIODO		0.09%
PESIMISTA		
2016	69.6	
2015-2016	5	69.2 -0.39%
2016-2019	10	70.6 0.19%
2020-2030		
PERIODO		0.05%

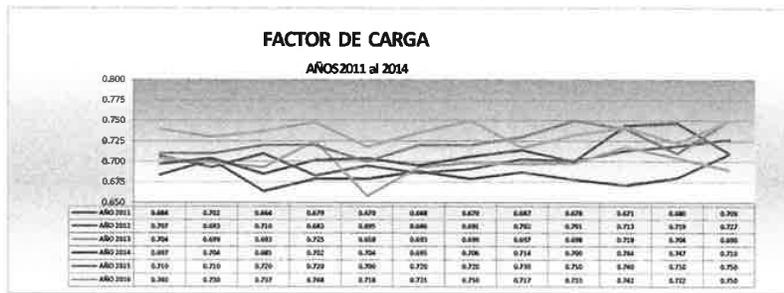
Handwritten signature or mark.



CUADRO No. 15 - A
ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA SISTEMA INTERCONECTADO Años 2010 -2014

**FACTOR DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO
POR MESES (ENERO - DICIEMBRE)
AÑOS 2011 -2014**

	1	2	3	4	5	6	PROMEDIO		TASAS DE CRECIMIENTO		
	AÑO 2011 REGISTRO	AÑO 2012 REGISTRO	FC AÑO 2013 REGISTRO	FC AÑO 2014 REGISTRO	AÑO 2015 REGISTRO	AÑO 2016 REGISTRO	NORMAL 2016-2011	AJUSTADO	2016-11	2014-2011	2016-2013
Ene	0.684	0.707	0.704	0.697	0.710	0.740	0.707	0.705	1.6%	0.8%	1.7%
Feb	0.702	0.693	0.699	0.704	0.710	0.730	0.706	0.704	0.8%	0.1%	1.5%
Mar	0.664	0.710	0.693	0.685	0.720	0.737	0.702	0.702	2.1%	1.0%	2.1%
Abr	0.679	0.683	0.725	0.702	0.720	0.748	0.710	0.708	2.0%	1.1%	1.0%
May	0.679	0.695	0.658	0.704	0.700	0.718	0.692	0.695	1.1%	1.2%	3.0%
Jun	0.688	0.686	0.693	0.695	0.720	0.735	0.703	0.699	1.3%	0.3%	2.0%
Jul	0.679	0.691	0.699	0.706	0.720	0.750	0.708	0.704	2.0%	1.3%	2.4%
Ago	0.687	0.703	0.697	0.714	0.730	0.717	0.708	0.708	0.9%	1.3%	0.9%
Sept	0.678	0.701	0.698	0.700	0.750	0.733	0.710	0.708	1.6%	1.1%	1.6%
Oct	0.671	0.713	0.718	0.744	0.740	0.742	0.721	0.728	2.0%	3.5%	1.1%
Nov	0.680	0.719	0.704	0.747	0.710	0.722	0.714	0.714	1.2%	3.2%	0.8%
Dec	0.709	0.727	0.690	0.710	0.750	0.750	0.723	0.724	1.1%	0.0%	2.8%
PROMEDIO	0.683	0.702	0.698	0.709	0.723	0.735	0.709	0.708	1.5%	1.2%	1.7%
Mínimo	0.664	0.683	0.658	0.685	0.700	0.717	0.692	0.695	1.5%	1.0%	2.9%
Máximo	0.709	0.727	0.725	0.747	0.750	0.750	0.723	0.728	1.1%	1.8%	1.1%



Estimados:
Pronóstico
AÑOS

AÑOS	PARAMETROS	PRONOSTICO			
		LINEAL	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
		2016-2011	2016-2013	2014-2013	
		1.5%	1.7%	1.2%	
2017	72.1	0.746	0.748	0.744	68.7
2018	72.3	0.757	0.761	0.753	68.9
2019	72.4	0.768	0.774	0.763	69.1
2020	72.6	0.779	0.788	0.772	69.3
2021	72.8	0.791	0.801	0.782	69.5
2022	73.0	0.803	0.815	0.791	69.7
2023	73.2	0.814	0.829	0.801	69.9
2024	73.4	0.826	0.844	0.811	70.1
2025	73.6	0.839	0.858	0.821	70.3
2026	73.7	0.851	0.873	0.831	70.5
2027	73.9	0.863	0.888	0.842	70.7
2028	74.1	0.876	0.904	0.852	70.9
2029	74.3	0.889	0.919	0.863	71.2
2030	74.5	0.902	0.935	0.873	71.2
2031	74.7	0.915	0.952	0.884	71.2
2032	74.8	0.929	0.966	0.895	72.2

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

Handwritten signature or mark.



CUADRO No. 14
ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA Y PROYECCIÓN LINEAL(SNE Cuadro GE-14)

	FC	Var Anual	EE	Estimado	Error	
1970	65.6		801.7	65.2	-0.37	-1%
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%	1,139.9	65.7	-1.75	-3%
1974	67.9	0.7%	1,149.0	65.8	-2.13	-3%
1975	68.8	1.3%	1,214.3	65.9	-2.91	-4%
1976	66.2	-3.8%	1,348.7	66.0	-0.19	0%
1977	68.9	4.1%	1,450.3	66.1	-2.77	-4%
1978	64.5	-6.4%	1,469.1	66.3	1.75	3%
1979	68.5	6.2%	1,724.0	66.4	-2.13	-3%
1980	65.5	-4.4%	1,756.5	66.5	0.99	2%
1981	66.5	1.5%	1,863.5	66.6	0.11	0%
1982	63.9	-3.9%	2,030.5	66.7	2.83	4%
1983	66.8	4.5%	2,193.5	66.9	0.05	0%
1984	65.7	-1.6%	2,225.9	67.0	1.27	2%
1985	64.9	-1.2%	2,412.9	67.1	2.20	3%
1986	67.9	4.6%	2,565.7	67.2	-0.68	-1%
1987	66.1	-2.7%	2,748.3	67.3	1.24	2%
1988	62.4	-5.6%	2,579.9	67.5	5.06	8%
1989	67.2	7.7%	2,624.7	67.6	0.38	1%
1990	67.5	0.4%	2,746.1	67.7	0.20	0%
1991	67.7	0.3%	2,896.6	67.8	0.12	0%
1992	66.2	-2.2%	3,011.6	67.9	1.74	3%
1993	67.5	2.0%	3,199.1	68.1	0.56	1%
1994	65.6	-2.8%	3,400.0	68.2	2.58	4%
1995	66.7	1.7%	3,619.4	68.3	1.60	2%
1996	67.5	1.2%	3,795.8	68.4	0.92	1%
1997	68.7	1.8%	4,254.4	68.5	-0.16	0%
1998	67.5	-1.7%	4,295.8	68.7	1.16	2%
1999	67.7	0.3%	4,474.5	68.8	1.08	2%
2000	73.0	7.8%	4,967.5	68.9	-4.10	-6%
2001	69.9	-4.2%	4,999.9	69.0	-0.90	-1%
2002	71.5	2.2%	5,221.7	69.1	-2.34	-3%
2003	70.8	-1.0%	5,342.6	69.3	-1.51	-2%
2004	70.4	-0.5%	5,571.0	69.4	-1.06	-1%
2005	70.6	0.2%	5,711.0	69.5	-1.11	-2%
2006	70.5	-0.1%	5,861.3	69.6	-0.90	-1%
2007	70.8	0.4%	6,208.8	69.7	-1.04	-1%
2008	70.6	-0.2%	6,386.4	69.9	-0.76	-1%
2009	68.7	-2.7%	6,753.7	70.0	1.27	2%
2010	69.9	1.7%	7,290.3	70.1	0.19	0%
2011	70.3	1.7%	7,722.5	70.2	-0.05	0%
2012	70.5	-0.9%	8,359.8	70.3	-0.12	0%
2013	70.5	-0.9%	8,722.1	70.5	0.00	0%
2014	71.0	-0.9%	9,150.5	70.6	-0.40	-1%
2015	71.8	0.9%	9,939.0	70.7	-1.06	-1%
2016	73.7	0.9%	10,259.1	70.8	-2.83	-4%
	66.2	0.20%	Promedios		-0.10	-63.3%

-0.2%

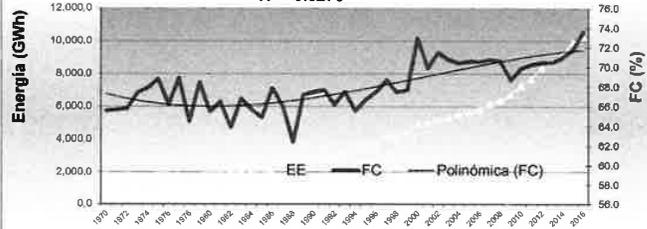
Estimados: Pronóstico Lineal
Con Año Base: 2015

AÑOS	TASAS DE CAMBIO ANUAL					PROMEDIO	VARIACION ANUAL
	PRONOSTICO LINEAL	MODERADO	OPTIMISTA	PESEMISTA	PROMEDIO		
2015	71.9	71.8	71.8	71.8	71.1		
2016	72.1	73.7	73.7	73.7	71.9		
2017	72.3	73.9	74.0	73.8	73.8		
2018	72.5	74.1	74.4	73.9	73.9		
2019	72.8	74.3	74.8	74.0	74.1		
2020	73.0	74.5	75.2	74.1	74.2		
2021	73.2	74.7	75.6	74.2	74.4		
2022	73.4	75.0	76.0	74.3	74.5		
2023	73.6	75.2	76.4	74.4	74.7		
2024	73.8	75.4	76.8	74.5	74.8		
2025	74.0	75.6	77.2	74.6	75.0		
2026	74.2	75.8	77.6	74.8	75.1		
2027	74.5	76.1	78.0	74.9	75.3		
2028	74.7	76.3	78.4	75.0	75.4		
2029	74.9	76.5	78.9	75.1	75.6		
2030	75.1	76.7	79.3	75.2	75.7		
2031	75.3	77.0	79.7	75.3	75.9		

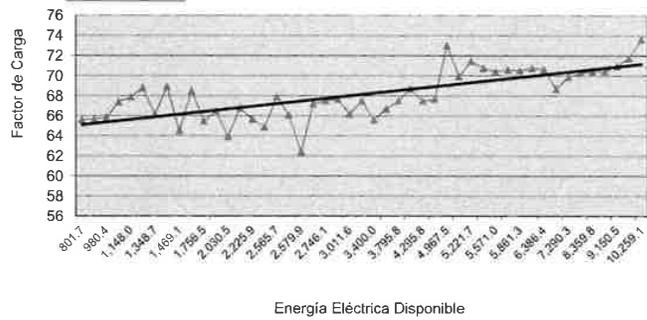
←valores ideales a adopar por el modelo por mecanismo de cálculo de variación anual

Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible

R² = 0.6276



Factor de Carga
y = 0.1319x + 64.987
R² = 0.536



B



CUADRO N.º 16
PREMISAS Y PROYECCIONES DE PERDIDAS DE ENERGIA

PREMISAS DE PROYECCION DE PERDIDAS DE ENERGIA

AÑO	Perdidas		
	Total	Transmisión	Distribución
2001	3.839	1.066	934,01
2002	4.014	1.094	917,08
2003	4.201	1.058	892,44
2004	4.375	1.016	867,80
2005	4.550	974	843,16
2006	4.725	932	818,52
2007	4.900	890	793,88
2008	5.075	848	769,24
2009	5.250	806	744,60
2010	5.425	764	720,00
2011	5.600	722	695,40
2012	5.775	680	670,80
2013	5.950	638	646,20
2014	6.125	596	621,60
2015	6.300	554	597,00
2016	6.475	512	572,40
2017	6.650	470	547,80

Estructura respecto a Energía Disponible

	Tranm.	Distrib.
2001	2,6%	16,7%
2002	2,7%	17,0%
2003	2,5%	16,5%
2004	2,4%	16,0%
2005	2,3%	15,5%
2006	2,2%	15,0%
2007	2,1%	14,5%
2008	2,0%	14,0%
2009	1,9%	13,5%
2010	1,8%	13,0%
2011	1,7%	12,5%
2012	1,6%	12,0%
2013	1,5%	11,5%
2014	1,4%	11,0%
2015	1,3%	10,5%
2016	1,2%	10,0%
2017	1,1%	9,5%

TASAS: 2,3% 2,0% 1,8% 1,7% 1,6% 1,5% 1,4% 1,3% 1,2% 1,1%

PORCENTAJE DE PERDIDAS RESPECTO A VENTAS SECTORES BASICOS (Relación requerida por el modelo)

Año	Técnicas		No Técnicas	
	Total	Distribución	Total	Distribución
2001	27,7%	3,44%	24,33%	16,33%
2002	27,6%	4,77%	22,84%	14,84%
2003	24,00%	3,05%	21,01%	13,01%
2004	22,44%	2,44%	19,99%	12,44%
2005	20,90%	1,90%	18,99%	11,90%
2006	19,36%	1,36%	17,99%	11,36%
2007	17,81%	0,81%	17,00%	10,81%
2008	16,26%	0,26%	15,99%	10,26%
2009	14,71%	0,71%	14,00%	9,71%
2010	13,16%	0,16%	12,99%	9,16%
2011	11,61%	0,61%	11,00%	8,61%
2012	10,06%	0,06%	9,99%	8,06%
2013	8,51%	0,51%	8,00%	7,51%
2014	6,96%	0,96%	6,00%	6,96%
2015	5,41%	0,41%	4,99%	6,41%
2016	3,86%	0,86%	2,99%	5,86%
2017	2,31%	0,31%	1,99%	5,31%

PROMEDIO

AÑO	PERDIDAS %	PERDIDAS A %
2001-2012	19,85%	3,34%
2001-2015	24,35%	3,60%
2008-2010	17,45%	2,75%
2011-2015	17,73%	3,38%
2016-2018	16,67%	4,29%

PROYECCIONES DE PERDIDAS POR ESCENARIO

AÑO	MODERADO		OPTIMISTA		PESIMISTA	
	PERDIDAS %	A %	PERDIDAS %	A %	PERDIDAS %	A %
2015	0,131840	0,130973	0,133840	1,09973	0,133840	1,09973
2016	0,186361	0,185410	0,188361	0,961410	0,188361	0,961410
2017	0,170736	0,169785	0,172736	0,916159	0,172736	0,916159
2018	0,172093	1,007947	0,174093	1,007947	0,174093	1,007947
2019	0,165409	0,961161	0,167409	0,961161	0,167409	0,961161
2020	0,166899	1,009570	0,168899	1,009570	0,168899	1,009570
2021	0,164241	1,009570	0,166241	1,009570	0,166241	1,009570
2022	0,165213	0,900616	0,167213	0,900616	0,167213	0,900616
2023	0,168535	0,959580	0,170535	0,959580	0,170535	0,959580
2024	0,150787	0,988977	0,152787	0,988977	0,152787	0,988977
2025	0,150096	0,909215	0,152096	0,909215	0,152096	0,909215
2026	0,151675	0,989674	0,153675	0,989674	0,153675	0,989674
2027	0,151675	0,989674	0,153675	0,989674	0,153675	0,989674
2028	0,150340	0,989898	0,152340	0,989898	0,152340	0,989898
2029	0,151468	1,007409	0,153468	1,007409	0,153468	1,007409
2030	0,152689	1,008128	0,154689	1,008128	0,154689	1,008128
2031	0,154041	1,008789	0,156041	1,008789	0,156041	1,008789

2018	18,6%	18,6%
2016-2018	18,0%	18,0%
2016-2019	17,4%	17,4%
2020-2030	15,7%	17,1%

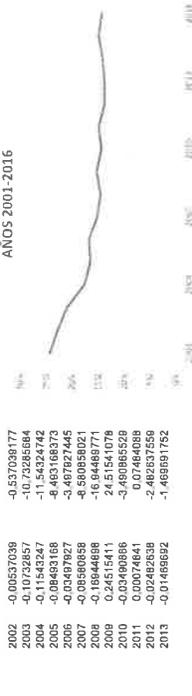
ESTADÍSTICAS DE ASEP
VENTAS DE ENERGIA POR EMPRES Y TIPO DE CLIENTE

ENERGIA RECIBIDA	ENERGIA DISPONIBLE	DIFERENCIA	OTROS CONSUM
4.594,5	4.999,9	222,15	15,49%
4.777,9	5.211,7	177,95	15,47%
4.964,8	5.442,6	118,51	15,46%
5.151,7	5.673,4	119,88	11,46%
5.338,6	5.904,2	165,56	11,45%
5.525,5	6.135,0	189,47	11,44%
5.712,4	6.365,8	191,17	10,27%
5.899,3	6.596,6	198,40	11,54%
6.086,2	6.827,4	211,49	10,15%
6.273,1	7.058,2	215,34	8,96%
6.460,0	7.289,0	217,05	10,16%
6.646,9	7.519,8	219,76	8,95%
6.833,8	7.750,6	219,76	10,74%
7.020,7	7.981,4	187,10	10,77%
7.207,6	8.212,2	244,74	
7.394,5	8.443,0		
7.581,4	8.673,8		
7.768,3	8.904,6		
7.955,2	9.135,4		
8.142,1	9.366,2		
8.329,0	9.597,0		
8.515,9	9.827,8		
8.702,8	10.058,6		
8.889,7	10.289,4		

4,6% 2,0%

1,241618272 1,210925487

PERDIDAS EN DISTRIBUCION
AÑOS 2001-2016



TASAS DE CRECIMIENTO

AÑO	PERDIDAS %	PERDIDAS A %
2001-2012	-3,44%	1,80%
2001-2015	-2,27%	6,37%
2008-2010	-8,82%	-7,37%
2011-2015	2,48%	13,48%
2016-2018	-3,88%	-4,16%
2016-2019	-4,16%	0,00%
2020-2030	-7,58%	-7,58%

PERDIDAS EN TRANSMISION
AÑOS 2001-2016





Anexo Tomo I... 3 Cuadros Síntesis y Detalles de Cálculo.
16- PeridasPremisasProy.Moed 5/3/2017

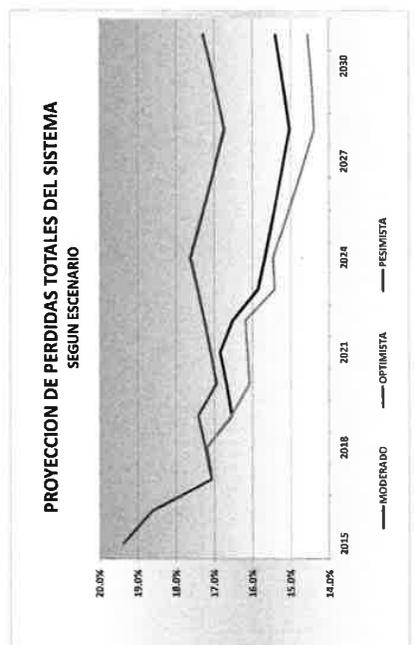
PREMISAS PROYECCION ESCENARIO PESIMISTA		Tasa	
Transmisión disminuye al 2017 hasta 3.8%	3.50%	0.05	
disminuye del 2019 al 2020 a 4.75%	4.75%	-0.17	
aumenta el 2024 hasta no > de 4.25%	4.75%	0.06	
Al 2024 alcanza una tasa de Del 2029 en adelante	4.25%	-0.04	
No Técnicas de Distribución disminuyen en el 2017 una tasa anual de 0.025%	0.025%	0.0102	
Técnicas de Distribución permanecen aproximadamente en 7.5%	-7.5%	-0.0088	
	-6.5%	-0.0088	

Año	Total	Transmisión	Distribución	Técnicas	No Técnicas
2010	17.57%	3.15%	14.4%	6.75%	6.17%
2011	17.46%	3.15%	14.4%	6.75%	6.17%
2012	17.15%	3.15%	13.8%	6.75%	7.07%
2013	16.90%	3.00%	13.8%	6.75%	7.09%
2014	17.63%	3.41%	14.2%	6.75%	7.46%
2015	19.38%	4.41%	15.0%	6.75%	6.27%
2016	18.14%	4.29%	14.3%	6.75%	7.52%
2017	18.07%	3.73%	13.6%	6.50%	7.51%
2018	17.64%	3.65%	13.3%	6.50%	6.96%
2019	16.84%	3.29%	13.7%	6.75%	6.92%
2020	17.00%	3.50%	13.6%	6.75%	6.80%
2021	17.26%	3.73%	13.9%	6.75%	6.78%
2022	17.43%	3.98%	13.5%	6.75%	6.79%
2023	17.63%	4.22%	13.4%	6.75%	6.80%
2024	17.43%	4.00%	13.4%	6.75%	6.76%
2025	17.13%	3.71%	13.2%	6.75%	6.49%
2026	16.91%	3.71%	13.2%	6.75%	6.46%
2027	16.73%	3.50%	13.2%	6.75%	6.43%
2028	16.90%	3.75%	13.1%	6.75%	6.37%
2029	17.09%	4.03%	13.1%	6.75%	6.31%
2030	17.29%	4.28%	13.0%	6.75%	6.20%
2031	17.49%	4.53%	12.9%	6.75%	6.09%
2032	17.69%	4.78%	12.8%	6.75%	5.98%
2033	17.89%	5.03%	12.7%	6.75%	5.87%

Varación periodo completo	0.84%
Varación Anual Promedio Período	-0.75%

2009	0.175724
2010	0.175856
2011	0.174880
2012	0.171480
2013	0.169089
2014	0.176261
2015	0.193840
2016	0.186381
2017	0.180736
2018	0.174228
2019	0.169450
2020	0.170938
2021	0.172565
2022	0.174341
2023	0.176272
2024	0.178272
2025	0.176165
2026	0.171657
2027	0.169484
2028	0.167344
2029	0.169042
2030	0.170860
2031	0.172898
2032	0.175057
2033	0.177336

2017-2025	0.00231608
2026-2035	-0.01277691
2017-2035	17.26%

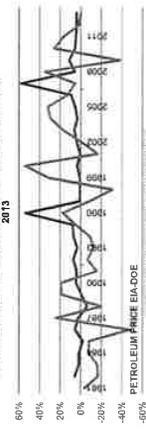




CUADRO N. 17
ANÁLISIS HISTÓRICO DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (EE)
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

Año	Precio de la Energía Eléctrica		Precio del Índice de Precios WT1-EIA	
	1970-1979	1980-2016	1970-1979	1980-2016
1970	20.8	119.3	2.93	44.66
1971	21.4	120.8	3.01	45.16
1972	21.6	122.4	3.12	45.66
1973	21.8	124.0	3.21	46.16
1974	22.0	125.6	3.32	46.66
1975	22.2	127.2	3.43	47.16
1976	22.4	128.8	3.54	47.66
1977	22.6	130.4	3.65	48.16
1978	22.8	132.0	3.76	48.66
1979	23.0	133.6	3.87	49.16
1980	23.2	135.2	3.98	49.66
1981	23.4	136.8	4.09	50.16
1982	23.6	138.4	4.20	50.66
1983	23.8	140.0	4.31	51.16
1984	24.0	141.6	4.42	51.66
1985	24.2	143.2	4.53	52.16
1986	24.4	144.8	4.64	52.66
1987	24.6	146.4	4.75	53.16
1988	24.8	148.0	4.86	53.66
1989	25.0	149.6	4.97	54.16
1990	25.2	151.2	5.08	54.66
1991	25.4	152.8	5.19	55.16
1992	25.6	154.4	5.30	55.66
1993	25.8	156.0	5.41	56.16
1994	26.0	157.6	5.52	56.66
1995	26.2	159.2	5.63	57.16
1996	26.4	160.8	5.74	57.66
1997	26.6	162.4	5.85	58.16
1998	26.8	164.0	5.96	58.66
1999	27.0	165.6	6.07	59.16
2000	27.2	167.2	6.18	59.66
2001	27.4	168.8	6.29	60.16
2002	27.6	170.4	6.40	60.66
2003	27.8	172.0	6.51	61.16
2004	28.0	173.6	6.62	61.66
2005	28.2	175.2	6.73	62.16
2006	28.4	176.8	6.84	62.66
2007	28.6	178.4	6.95	63.16
2008	28.8	180.0	7.06	63.66
2009	29.0	181.6	7.17	64.16
2010	29.2	183.2	7.28	64.66
2011	29.4	184.8	7.39	65.16
2012	29.6	186.4	7.50	65.66
2013	29.8	188.0	7.61	66.16
2014	30.0	189.6	7.72	66.66
2015	30.2	191.2	7.83	67.16
2016	30.4	192.8	7.94	67.66
2016	30.6	194.4	8.05	68.16
TAMAS	11.0%	7.0%	7.0%	7.0%
PRECIOS	-0.4%	11.3%	-1.3%	VARIAÇÃO
CMPP	3.0%	15.2%	-0.2%	ANUAL
			7.4%	1970-2010
			5.6%	1980-2010
			3.3%	1990-2010
			4.0%	2000-2010

VARIAÇÃO % DE PREÇOS PROMEDIADOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN PANAMÁ Y DEL PETRÓLEO CRUDO IMPORTADO EN USA, 1980-2016

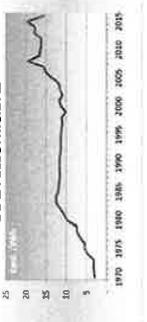


Estas fueron las gráficas usadas para la variación de

VARIAÇÃO % DE PREÇOS PROMEDIADOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN PANAMÁ Y DEL PETRÓLEO CRUDO IMPORTADO EN USA, 1980-2016



EVOLUCIÓN DE PRECIOS CORRIENTES DE LA ELECTRICIDAD



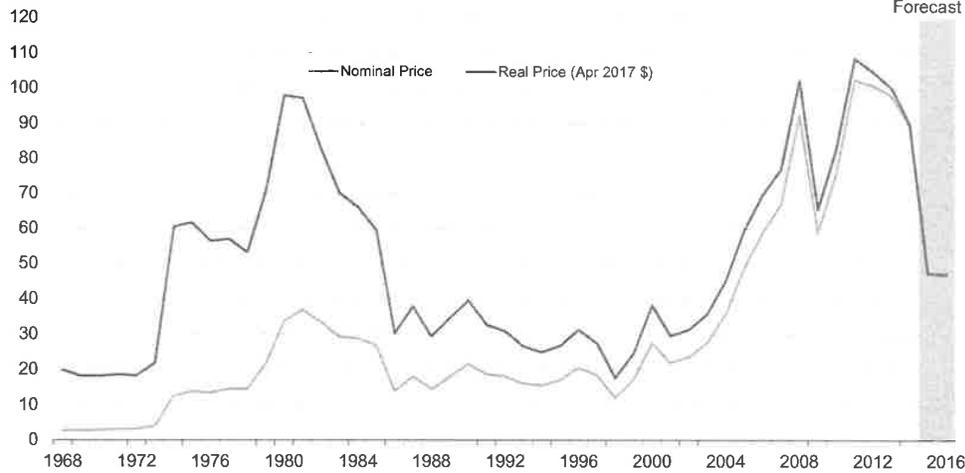
EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE PRECIOS REALES DE LA ELECTRICIDAD





CUADRO 17 A
 PRECIO HISTORICO DEL CRUDO IMPORTADO USA
 EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017
 Annual Average Imported Crude Oil Price
 Return to Contents

Annual Imported Crude Oil Price
 dollars per barrel



EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017



Year	Consumer Price Index (1982-84=1)	Imported Crude Oil Price (\$/barrel)		
		Nominal	Real	
1968	0.348	2.90	19.86	
1969	0.367	2.60	18.18	
1970	0.388	2.96	18.18	
1971	0.405	3.17	18.65	
1972	0.418	3.22	18.36	
1973	0.444	4.08	21.90	
1974	0.493	12.52	60.52	
1975	0.538	13.95	61.75	
1976	0.569	13.48	56.44	
1977	0.606	14.53	57.11	
1978	0.652	14.57	53.22	
1979	0.726	21.57	70.83	
1980	0.824	33.86	97.94	
1981	0.909	37.10	97.23	
1982	0.965	33.57	82.87	
1983	0.996	29.31	70.15	
1984	1.039	28.88	66.21	
1985	1.076	26.99	59.78	
1986	1.097	13.93	30.27	
1987	1.136	18.14	38.04	
1988	1.183	14.60	29.42	
1989	1.239	18.07	34.75	
1990	1.307	21.73	39.64	
1991	1.362	18.73	32.77	
1992	1.403	18.21	30.93	
1993	1.445	16.13	26.61	
1994	1.482	15.54	24.98	
1995	1.524	17.14	26.81	
1996	1.569	20.62	31.33	
1997	1.605	18.49	27.45	
1998	1.630	12.07	17.64	
1999	1.666	17.27	24.71	
2000	1.722	27.72	38.37	
2001	1.770	21.99	29.60	
2002	1.799	23.71	31.42	
2003	1.840	27.73	35.91	
2004	1.889	35.89	45.28	
2005	1.953	48.89	59.66	
2006	2.016	59.05	69.82	
2007	2.073	67.19	77.22	
2008	2.153	92.57	102.49	
2009	2.146	59.04	65.57	
2010	2.181	75.83	82.86	
2011	2.249	102.58	108.68	
2012	2.296	101.09	104.92	
2013	2.330	98.12	100.37	Forecast
2014	2.367	89.63	90.24	Values
2015	2.370	47.28	47.54	1
2016	2.412	47.48	46.91	1
Base CPI (4/2017)	2.383			

EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017
 Forecast / estimated values shown in blue
 Real Price (Apr 2017 \$)
 See Notes and Sources for more information

Handwritten signature or mark

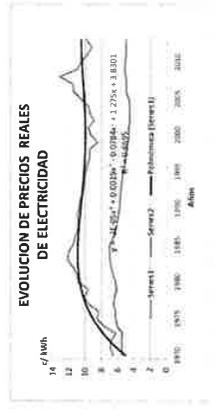


CUADRO No. 18
PRECIOS REALES HISTORICOS DE LA ELECTRICIDAD

CUADRO No. 18
EVOLUCION DE PRECIO REAL DE LA ENERGIA ELECTRICA EE

DATOS	AÑOS	PRECIOS REALES HISTORICOS DE LA ELECTRICIDAD		PRECIO PONDERADO REAL DE ENERGIA ELECTRICA		US\$ ELECTRICAL REAL		DIFERENCIAL DE VARIACION ANUAL		EVOLUCION DE PRECIO REAL DE LA ENERGIA ELECTRICA	
		1970-1987	1988-2015	1970-1987	1988-2015	1970-1987	1988-2015	1970-1987	1988-2015	1970-1987	1988-2015
1	1970	6.88	6.96	2.20	13.51	5.47	0.3880	5.2%	38.80	0.1657	13.27
2	1971	6.90	6.96	2.40	13.56	5.54	0.4180	1.7%	41.80	0.1785	13.44
3	1972	6.95	7.04	2.40	13.66	5.54	0.4440	-0.5%	44.40	0.1887	16.87
4	1973	7.22	7.34	3.00	14.89	6.07	0.4830	11.7%	48.30	0.2106	21.06
5	1974	7.72	7.84	3.00	15.49	6.27	0.5270	9.1%	52.70	0.2322	24.92
6	1975	8.35	8.47	3.70	16.07	6.51	0.5693	7.9%	56.93	0.2589	25.89
7	1976	8.60	8.72	4.09	16.67	6.76	0.6062	6.5%	60.62	0.2787	27.87
8	1977	9.09	9.21	4.40	17.25	6.96	0.6428	6.0%	64.28	0.2958	29.58
9	1978	9.49	9.61	4.80	17.82	7.16	0.6738	4.8%	67.38	0.3118	31.18
10	1979	9.99	10.11	5.20	18.39	7.36	0.7038	4.5%	70.38	0.3268	32.68
11	1980	10.50	10.62	5.56	18.96	7.56	0.7328	4.1%	73.28	0.3408	34.08
12	1981	11.03	11.15	6.20	19.52	7.86	0.7608	3.8%	76.08	0.3538	35.38
13	1982	11.53	11.65	6.80	20.09	8.16	0.7878	3.5%	78.78	0.3658	36.58
14	1983	12.10	12.22	7.19	20.66	8.46	0.8138	3.3%	81.38	0.3768	37.68
15	1984	12.10	12.22	7.19	20.66	8.46	0.8388	3.0%	83.88	0.3868	38.68
16	1985	12.10	12.22	7.19	20.66	8.46	0.8628	2.8%	86.28	0.3958	39.58
17	1986	10.86	10.98	7.49	19.28	7.79	0.8858	2.6%	88.58	0.4038	40.38
18	1987	10.86	10.98	7.49	19.28	7.79	0.9078	2.5%	90.78	0.4108	41.08
19	1988	10.86	10.98	7.49	19.28	7.79	0.9288	2.3%	92.88	0.4168	41.68
20	1989	10.86	10.98	7.49	19.28	7.79	0.9488	2.2%	94.88	0.4218	42.18
21	1990	10.86	10.98	7.49	19.28	7.79	0.9678	2.0%	96.78	0.4258	42.58
22	1991	10.86	10.98	7.49	19.28	7.79	0.9858	1.8%	98.58	0.4288	42.88
23	1992	10.32	10.44	8.23	18.86	8.56	1.0031	1.9%	100.31	0.4308	43.08
24	1993	10.20	10.32	8.34	18.75	8.67	1.0191	1.6%	101.91	0.4318	43.18
25	1994	10.20	10.32	8.34	18.75	8.67	1.0331	1.4%	103.31	0.4318	43.18
26	1995	9.94	10.06	8.00	18.14	8.32	1.0458	1.3%	104.58	0.4308	43.08
27	1996	9.72	9.84	8.35	17.70	8.69	1.0578	1.2%	105.78	0.4288	42.88
28	1997	9.43	9.55	8.43	17.26	8.99	1.0688	1.1%	106.88	0.4258	42.58
29	1998	9.35	9.47	8.43	17.26	8.99	1.0788	0.9%	107.88	0.4218	42.18
30	1999	9.35	9.47	8.43	17.26	8.99	1.0878	0.8%	108.78	0.4168	41.68
31	2000	9.35	9.47	8.43	17.26	8.99	1.0958	0.7%	109.58	0.4108	41.08
32	2001	9.35	9.47	8.43	17.26	8.99	1.1028	0.6%	110.28	0.4038	40.38
33	2002	9.45	9.57	8.72	17.86	9.29	1.1088	0.5%	110.88	0.3958	39.58
34	2003	9.45	9.57	8.72	17.86	9.29	1.1138	0.4%	111.38	0.3868	38.68
35	2004	9.52	9.64	8.95	18.20	9.60	1.1178	0.3%	111.78	0.3768	37.68
36	2005	9.52	9.64	8.95	18.20	9.60	1.1208	0.2%	112.08	0.3658	36.58
37	2006	11.53	11.65	10.65	20.05	10.65	1.1228	0.1%	112.28	0.3538	35.38
38	2007	11.53	11.65	10.65	20.05	10.65	1.1238	0.0%	112.38	0.3408	34.08
39	2008	13.21	13.33	11.26	21.47	11.26	1.1238	0.0%	112.38	0.3268	32.68
40	2009	13.21	13.33	11.26	21.47	11.26	1.1228	-0.1%	112.28	0.3118	31.18
41	2010	10.98	11.10	11.54	20.61	11.54	1.1208	-0.2%	112.08	0.2958	29.58
42	2011	9.79	9.91	11.72	22.41	11.72	1.1178	-0.3%	111.78	0.2787	27.87
43	2012	9.25	9.37	11.09	21.33	11.09	1.1138	-0.4%	111.38	0.2608	26.08
44	2013	8.25	8.37	10.49	20.05	10.49	1.1088	-0.5%	110.88	0.2408	24.08
45	2014	8.25	8.37	10.49	20.05	10.49	1.1028	-0.6%	110.28	0.2288	22.88
46	2015	8.25	8.37	10.49	20.05	10.49	1.0948	-0.7%	109.48	0.2148	21.48

5.0294606 11.0718213



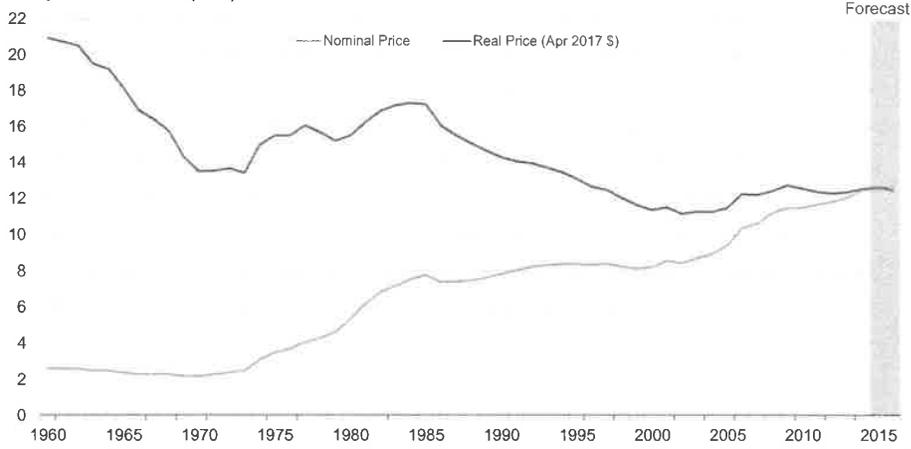
Handwritten mark.



EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017
Annual Average Residential Electricity Price
[Return to Contents](#)

Annual Residential Electricity Price

cents per kilowatthour (kwh)



EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017



Year	Consumer Price Index (1982-84=1)	Residential Electricity Price (#/kwh)		
		Nominal	Real	
1960	0.296	2.60	20.93	
1961	0.299	2.60	20.72	
1962	0.302	2.60	20.52	
1963	0.306	2.50	19.47	
1964	0.310	2.50	19.22	
1965	0.315	2.40	18.16	
1966	0.324	2.30	16.92	
1967	0.334	2.30	16.41	
1968	0.348	2.30	15.75	
1969	0.367	2.20	14.29	
1970	0.388	2.20	13.51	
1971	0.405	2.30	13.53	
1972	0.418	2.40	13.68	
1973	0.444	2.50	13.42	
1974	0.493	3.10	14.99	
1975	0.538	3.50	15.50	
1976	0.569	3.70	15.49	
1977	0.606	4.09	16.07	
1978	0.652	4.30	15.72	
1979	0.726	4.64	15.22	
1980	0.824	5.36	15.50	
1981	0.909	6.20	16.25	
1982	0.965	6.84	16.89	
1983	0.996	7.19	17.20	
1984	1.039	7.56	17.33	
1985	1.076	7.79	17.26	
1986	1.097	7.41	16.09	
1987	1.136	7.41	15.54	
1988	1.183	7.49	15.09	
1989	1.239	7.64	14.70	
1990	1.307	7.85	14.32	
1991	1.362	8.05	14.09	
1992	1.403	8.23	13.98	
1993	1.445	8.34	13.75	
1994	1.482	8.40	13.51	
1995	1.524	8.40	13.14	
1996	1.569	8.36	12.70	
1997	1.605	8.43	12.52	
1998	1.630	8.26	12.08	
1999	1.666	8.16	11.68	
2000	1.722	8.24	11.40	
2001	1.770	8.58	11.56	
2002	1.799	8.45	11.19	
2003	1.840	8.72	11.29	
2004	1.889	8.95	11.29	
2005	1.953	9.43	11.51	
2006	2.016	10.40	12.30	
2007	2.073	10.65	12.24	
2008	2.153	11.26	12.47	
2009	2.146	11.51	12.78	
2010	2.181	11.54	12.61	
2011	2.249	11.72	12.41	
2012	2.296	11.88	12.33	
2013	2.330	12.13	12.40	Forecast
2014	2.367	12.52	12.61	Values
2015	2.370	12.61	12.68	1
2016	2.412	12.70	12.54	1
Base CPI (4/2017)	2.383			

EIA Short-Term Energy Outlook, April 2017
 Forecast / estimated values shown in blue
 Real Price (Apr 2017 \$)
[See Notes and Sources for more information](#)

Handwritten signature or mark



End Use Prices (2013 cents per kilowatt-hour)		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023							
Residential	10.2	10.1	10.2	10.4	10.4	10.3	10.4	10.3	10.4	10.3	10.4	10.3	10.4	10.3	10.4	10.3	10.4	10.3	10.4	10.3	10.4	10.3	10.4	10.3	10.4						
Commercial	6.8	6.9	7.2	7.1	7.1	7.4	7.4	7.5	7.6	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7						
Industrial	9.5	9.7	10.1	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8						
Transmission	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0						
All Sectors Average	10.0	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	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1						
(nominal cents per kilowatt-hour)																															
Residential	11.8	12.2	12.1	12.5	13.2	13.5	13.7	14.1	14.6	15.1	15.5	15.9	16.2	16.6	17.0	17.4	17.7	17.9	18.3	18.7	19.1	19.6	20.0	20.5	20.9	21.4	22.1	22.7	23.5	2.5%	
Commercial	10.1	10.1	10.4	10.5	10.8	11.2	11.3	11.6	12.0	12.5	12.8	13.1	13.3	13.6	13.9	14.2	14.5	14.7	14.9	15.2	15.5	15.8	16.3	16.6	17.0	17.4	17.9	18.5	19.1	2.4%	
Industrial	6.7	6.9	7.3	7.3	7.5	7.7	7.7	7.8	8.2	8.5	8.7	9.0	9.1	9.4	9.6	9.8	10.0	10.1	10.3	10.6	10.8	11.1	11.4	11.7	12.0	12.3	12.7	13.2	13.6	2.6%	
Transmission	9.3	9.7	10.3	10.1	10.3	10.5	10.7	11.2	11.7	12.2	12.6	12.9	13.2	13.6	13.9	14.2	14.5	14.8	15.0	15.3	15.7	16.2	16.6	17.0	17.4	18.0	18.6	19.3	19.9	2.7%	
All Sectors Average	9.8	10.1	10.3	10.3	10.5	10.9	11.1	11.2	11.5	11.9	12.3	12.6	12.9	13.1	13.5	13.8	14.1	14.3	14.5	14.8	15.1	15.5	15.9	16.2	16.6	17.0	17.4	18.0	18.6	19.2	2.4%

Prices by Service Category
(2013 cents per kilowatt-hour)

Generation	6.5	6.6	6.6	6.5	6.5	6.5	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.8	6.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.1	7.1	7.2	7.2	7.3	7.5	7.6	0.5%
Transmission	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2%
Distribution	2.5	2.6	2.6	2.7	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	0.6%
(nominal cents per kilowatt-hour)																														
Generation	6.4	6.6	6.7	6.7	6.9	7.0	7.0	7.2	7.5	7.8	8.0	8.2	8.3	8.6	8.7	8.9	9.1	9.2	9.3	9.5	9.7	10.0	10.2	10.5	10.7	11.0	11.4	11.8	12.3	2.3%
Transmission	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	3.0%
Distribution	2.5	2.6	2.6	2.8	3.0	3.0	3.1	3.2	3.2	3.3	3.3	3.4	3.4	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.9	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	2.4%

Electric Power Sector Emissions 1/
Sulfur Dioxide (million short tons)
Nitrogen Oxide (million short tons)
Mercury (short tons)

Sulfur Dioxide	3.43	3.27	3.33	3.16	3.34	3.37	1.39	1.42	1.39	1.40	1.39	1.40	1.44	1.44	1.43	1.44	1.42	1.44	1.44	1.44	1.45	1.45	1.47	1.47	1.48	1.50	1.51	1.51	-2.8%	
Nitrogen Oxide	1.68	1.89	1.70	1.61	1.53	1.49	1.48	1.54	1.57	1.59	1.59	1.59	1.58	1.57	1.57	1.57	1.57	1.57	1.57	1.58	1.58	1.57	1.57	1.57	1.57	1.57	1.57	1.58	1.57	-0.3%
Mercury	26.69	27.84	26.63	26.19	6.04	6.17	6.27	6.47	6.58	6.56	6.55	6.55	6.53	6.48	6.48	6.48	6.43	6.46	6.43	6.42	6.43	6.41	6.42	6.40	6.40	6.37	6.44	6.41	-5.3%	

1/ Includes electricity-only and combined heat and power plants that have a regulatory status.
2/ Includes plants that only produce electricity and that have a regulatory status.
3/ Includes electricity generation from fuel cells.
4/ Includes non-biogenic municipal waste. The U.S. Energy Information Administration estimates that in 2013 approximately 7 billion kilowatt-hours of electricity were generated from a municipal waste stream containing polystyrene, polyethylene, polypropylene, and other non-renewable sources. See U.S. Energy Information Administration, Methodology for Allocating Municipal Solid Waste to Biogenic and Non-Biogenic Energy (Washington, DC, May 2007).
5/ Includes conventional hydroelectric, geothermal, wind, wood waste, biogenic municipal waste, landfill gas, other biomass, solar, and wind power.
6/ Includes combined heat and power plants whose primary business is to sell electricity and heat to the public (i.e., those that report North American Industry Classification System code 22 or that have a regulatory status).
7/ Includes combined heat and power plants and electricity-only plants in the commercial and industrial sectors that have a non-regulatory status, and small on-site generating systems in the residential, commercial, and industrial sectors used primarily for on-site generation, but which may also sell some power to the grid.
8/ Includes refinery gas and still gas.
9/ Includes conventional hydroelectric, geothermal, wind, wood waste, all municipal waste, landfill gas, other biomass, solar, and wind power.
10/ Includes batteries, chemicals, hydrogen, pitch, purchased steam, sulfur, and miscellaneous technologies.
11/ Includes pumped storage, non-biogenic municipal waste, refinery gas, still gas, batteries, chemicals, hydrogen, pitch, purchased steam, sulfur, and miscellaneous technologies.
12/ Not applicable.
Note: Totals may not equal sum of components due to independent rounding. Data for 2012 and 2013 are model results and may differ from official EIA data reports.
Sources: 2012 and 2013 electric power sector generation, sales to the grid, net imports, electricity sales, and electricity end-use prices: U.S. Energy Information Administration (EIA), Monthly Energy Review, DOE/EIA-803/2014/008 (Washington, DC, August 2014) and supporting databases, 2012 and 2013 emissions: U.S. Environmental Protection Agency, Clean Air Markets Database, 2012 and 2013 prices by service category. EIA, AEO2015 National Energy Modeling System run nr2015-002131a. Projections: EIA, AEO2015 National Energy Modeling System run nr2015-002131a.

CUADRO No. 19
PROYECCION REAL DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (PRETOT)

AÑO	Historic Average Retail Prices of Electricity		PROYECCIONES REAL USA		PROYECCIONES DE PRECIOS PRETOT		VARIACIONES DE PRECIOS PRETOT																																																																						
	En Barbados 2007		TOTAL AVERAGE ELECTRICITY USA		c/r Variaciones reales de Precios USA		Var. Reales de PRETOT/Precios USA																																																																						
	Cent. 1882/ kWh	Cent. 2012/ kWh	Reference case	High macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth																																																																					
1998	12.83	11.63																																																																											
1999	11.53	11.25																																																																											
2000	12.65	11.32																																																																											
2001	13.06	11.48																																																																											
2002	12.10	11.12																																																																											
2003	12.80	11.22																																																																											
2004	13.03	11.21																																																																											
2005	14.38	11.43																																																																											
2006	15.55	12.22																																																																											
2007	15.60	12.16																																																																											
2008	17.88	11.79																																																																											
2009	14.97	12.70																																																																											
2010	14.31	12.52																																																																											
2011	13.25	12.33																																																																											
2012	12.47	12.25	11.93	11.93	13.37	13.37	0.0155	1.5%																																																																					
2013	13.37	12.31	11.88	11.88	13.07	13.07	0.0063	0.6%																																																																					
2014	13.07	12.50	11.61	11.60	13.27	13.27	0.0101	1.0%																																																																					
2015			11.74	11.92	13.43	13.43	0.0039	0.4%																																																																					
2016			11.92	12.25	13.58	13.58	0.0027	-0.3%																																																																					
2017			12.00	12.25	13.64	13.63	-0.0009	-0.1%																																																																					
2018			12.12	12.30	13.74	13.47	-0.0024	-0.2%																																																																					
2019			12.25	12.34	13.73	13.47	-0.0071	-0.5%																																																																					
2020			12.33	12.29	13.70	13.34	-0.0030	-0.2%																																																																					
2021			12.30	12.23	13.60	13.33	-0.0028	-0.2%																																																																					
2022			12.22	12.16	13.56	13.31	-0.0029	-0.2%																																																																					
2023			12.18	12.14	13.56	13.36	0.0008	0.1%																																																																					
2024			12.30	12.19	13.69	13.35	0.0028	0.3%																																																																					
2025			12.33	12.30	13.73	13.48	0.0029	0.3%																																																																					
2026			12.37	12.36	13.77	13.55	0.0062	0.6%																																																																					
2027			12.44	12.48	13.85	13.68	0.0030	0.3%																																																																					
2028			12.48	12.54	13.90	13.75	0.0040	0.4%																																																																					
2029			12.53	12.59	13.95	13.80	0.0070	0.7%																																																																					
2030			12.62	12.74	14.05	13.96	0.0115	1.2%																																																																					
<table border="0" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr> <td colspan="3"></td> <td>2015</td> <td>2016</td> <td>2015-2016</td> <td>2016-2019</td> <td>2020-2030</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="3"></td> <td>12.0731</td> <td>12.2811</td> <td>11.8776</td> <td>0.0108</td> <td>0.0079</td> <td>0.1017</td> <td>2.75%</td> </tr> <tr> <td colspan="3"></td> <td>-1.6%</td> <td>-1.5%</td> <td>-1.8%</td> <td>1.1%</td> <td>0.8%</td> <td>0.53%</td> <td>-0.83%</td> </tr> <tr> <td colspan="3"></td> <td>12.3481</td> <td>12.3290</td> <td>12.4025</td> <td>0.0020</td> <td>0.0021</td> <td>-0.0016</td> <td>1.64%</td> </tr> <tr> <td colspan="3"></td> <td>0.2%</td> <td>0.2%</td> <td>0.3%</td> <td>0.2%</td> <td>0.2%</td> <td>0.17%</td> <td>0.07%</td> </tr> <tr> <td colspan="3"></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>-0.2%</td> <td>-0.07%</td> </tr> <tr> <td colspan="3"></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>0.29%</td> <td>0.07%</td> </tr> </table>												2015	2016	2015-2016	2016-2019	2020-2030					12.0731	12.2811	11.8776	0.0108	0.0079	0.1017	2.75%				-1.6%	-1.5%	-1.8%	1.1%	0.8%	0.53%	-0.83%				12.3481	12.3290	12.4025	0.0020	0.0021	-0.0016	1.64%				0.2%	0.2%	0.3%	0.2%	0.2%	0.17%	0.07%									-0.2%	-0.07%									0.29%	0.07%
			2015	2016	2015-2016	2016-2019	2020-2030																																																																						
			12.0731	12.2811	11.8776	0.0108	0.0079	0.1017	2.75%																																																																				
			-1.6%	-1.5%	-1.8%	1.1%	0.8%	0.53%	-0.83%																																																																				
			12.3481	12.3290	12.4025	0.0020	0.0021	-0.0016	1.64%																																																																				
			0.2%	0.2%	0.3%	0.2%	0.2%	0.17%	0.07%																																																																				
								-0.2%	-0.07%																																																																				
								0.29%	0.07%																																																																				

**INTEGRACION DE DARIEN AL SIN
SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA
PROYECCION DE DEMANDAS ANUALES DE ENERGIA**

AÑO	MWh	GWh	Δ Anual %
2013	44,052.6	44.1	
2014	46,554.4	46.6	5.68%
2015	48,963.5	49.0	5.17%
2016	51,405.3	51.4	4.99%
2017	53,714.0	53.7	4.49%
2018	56,039.5	56.0	4.33%
2019	58,246.5	58.2	3.94%
2020	60,527.3	60.5	3.92%
2021	62,864.0	62.9	3.86%
2022	65,200.8	65.2	3.72%
2023	67,494.8	67.5	3.52%
2024	69,788.8	69.8	3.40%
2025	72,082.8	72.1	3.29%
2026	74,376.9	74.4	3.18%
2027	76,670.9	76.7	3.08%
2028	78,964.9	79.0	2.99%
2029	81,258.9	81.3	2.91%
2030	83,552.9	83.6	2.82%
2031	85,847.0	85.8	2.75%
2032	88,141.0	88.1	2.67%
2033	90,435.0	90.4	2.60%

TASA ANUAL
2013-2017 5.08%
2018-2025 3.66%
2026-2033 2.83%

FUENTE: ENSA

**INTEGRACION DE DARIEN AL SIN
SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA
PROYECCION DE DEMANDAS ANUALES DE ENERGIA**

AÑO	MWh	GWh	Δ Anual %
2018	56,039.5	56.0	4.33%
2019	58,246.5	58.2	3.94%
2020	60,527.3	60.5	3.92%
2021	62,864.0	62.9	3.86%
2022	65,200.8	65.2	3.72%
2023	67,494.8	67.5	3.52%
2024	69,788.8	69.8	3.40%
2025	72,082.8	72.1	3.29%
2026	74,376.9	74.4	3.18%
2027	76,670.9	76.7	3.08%
2028	78,964.9	79.0	2.99%
2029	81,258.9	81.3	2.91%
2030	83,552.9	83.6	2.82%
2031	85,847.0	85.8	2.75%
2032	88,141.0	88.1	2.67%
2033	90,435.0	90.4	2.60%

TASA ANUAL
2018-2025 3.66%
2026-2033 2.83%

FUENTE: ENSA

**CUADRO No. 21 - A
DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS**

AÑO	SANEAMIENTO DE LA BAHIA OESTE			TRANSPORTE METRO			AEROPUERTO TOCUMEN			TOTAL MEGAPROYECTOS		
	MOD Y ALTO	BAJO	MOD Y ALTO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2011					25.70	25.70					25.70	25.70
2012					35.21	35.21					35.21	35.21
2013					36.54	36.54					36.54	36.54
2014					36.54	36.54					36.54	36.54
2015					36.54	36.54					36.54	36.54
2016					36.54	36.54					36.54	36.54
2017	5.4	5.4			36.54	36.54					36.54	36.54
2018	5.6	5.6			36.54	36.54					36.54	36.54
2019	5.8	5.8			36.54	36.54					36.54	36.54
2020	16.9	5.9	5.0		186.27	186.27					186.27	186.27
2021	24.1	6.1	19.5	5.0	193.80	193.80					193.80	193.80
2022	29.3	29.3	19.7	19.5	276.96	245.28					276.96	245.28
2023	29.5	29.5	19.9	19.7	276.96	245.28					276.96	245.28
2024	29.7	29.7	22.7	19.9	316.44	328.44					316.44	328.44
2025	48.0	30.0	22.9	20.1	316.44	328.44					316.44	328.44
2026	48.0	30.0	23.0	20.3	316.44	328.44					316.44	328.44
2027	48.2	48.2	23.2	23.0	316.44	328.44					316.44	328.44
2028	48.4	48.4	23.4	23.2	316.44	328.44					316.44	328.44
2029	48.6	48.6	23.5	23.4	316.44	328.44					316.44	328.44
2030	48.6	48.6	23.7	23.5	316.44	328.44					316.44	328.44
2031	48.6	48.6	23.9	23.7	316.44	328.44					316.44	328.44

* Corresponde al incremento de consumo por la expansión de las operaciones aeroportuarias, originado en el inicio de entrada del nuevo Muelle Norte a mediados del 2012, y la futura expansión total con la construcción en el año 2015, del Muelle Sur. Expansión que debe cubrir hasta el año 2030.
Plan maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006 2030.



CUADRO No. 21 - B
DEMANDA CONSOLIDADA MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS Y MINERA PANAMA

CUADRO No. 21 - A
DEMANDA CONSOLIDADA DE AES - BOFCO, MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS Y MINERA PANAMA
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Año 2016-2020
En GWh

AÑO	ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	GW	TASA (%)	GW	TASA (%)	GW	TASA (%)
2010	75.1	-5.5	75.1	-5.5	75.1	-5.5
2011	71.0	-5.5	71.0	-5.5	71.0	-5.5
2012	78.1	10.0	78.1	10.0	78.1	10.0
2013	82.2	6.2	82.2	6.2	82.2	6.2
2014	112.6	35.2	112.6	35.2	112.6	35.2
2015	78.4	-30.5	78.4	-30.5	78.4	-30.5
2016	38.5	-53.4	38.5	-53.4	38.5	-53.4
2017	133.3	189.0	133.3	189.0	133.3	189.0
2018	274.4	659.9	274.4	659.9	274.4	659.9
2019	482.2	293.3	482.2	293.3	482.2	293.3
2020	378.4	2.6	378.4	2.6	378.4	2.6
2021	380.1	2.9	380.1	2.9	380.1	2.9
2022	482.2	293.3	482.2	293.3	482.2	293.3
2023	482.2	293.3	482.2	293.3	482.2	293.3
2024	482.2	293.3	482.2	293.3	482.2	293.3
2025	559.6	4.6	559.6	4.6	559.6	4.6
2026	597.7	1.4	597.7	1.4	597.7	1.4
2027	575.0	1.3	575.0	1.3	575.0	1.3
2028	597.6	0.5	597.6	0.5	597.6	0.5
2029	580.0	0.5	580.0	0.5	580.0	0.5
2030	582.8	0.5	582.8	0.5	582.8	0.5
2031	582.8	0.5	582.8	0.5	582.8	0.5
Tasa Anual	17.8%	79.2%	17.8%	79.2%	17.8%	79.2%

(a) Corresponde a la suma de la demanda proyectada en el Escenario Moderado de la Provincia de Bocas del Toro más los concesiones previas para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panamá hasta el año 2025.
(b) Corresponde a la suma de la demanda proyectada en el Escenario Optimista de la Provincia de Bocas del Toro más los concesiones previas para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panamá hasta el año 2025.
(c) Corresponde a la suma de la demanda proyectada en el Escenario Pesimista de la Provincia de Bocas del Toro más los concesiones previas para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panamá hasta el año 2025.

Chico Pinar: -30.5%
Largo Pinar: -53.4%
Largo Pinar: 14.4%

Chico Pinar: -30.5%
Largo Pinar: -53.4%
Largo Pinar: 17.7%

AÑOS	PRONÓSTICOS AES-BOFCO		INTERACCIÓN DARES	SANEAMIENTO LA BARRA		METRO		AREO PUERTO TOCUMEN *		TOTAL MEGAPROYECTOS		MINERA PANAMA **	
	WOLFRAMO	ALTO		WOLFRAMO	ALTO	ALTO	BAJO	WOLFRAMO	ALTO	BAJO	ALTO	BAJO	WOLFRAMO
2010	75.1	75.1	75.1	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2011	71.0	71.0	71.0	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2012	78.1	78.1	78.1	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2013	82.2	82.2	82.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2014	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2015	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2016	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2017	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2018	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2019	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2020	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2021	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2022	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2023	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2024	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2025	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2026	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2027	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2028	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2029	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2030	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21
2031	43.2	43.2	43.2	5.40	52.00	25.70	25.70	36.57	36.57	25.70	25.70	35.21	35.21

* Corresponde al incremento de potencia por la expansión de las operaciones aeronáuticas - original por el fase mitigables 2015-2017 en el año 2015, del Muelle Sur Expansion que debe cubrir hasta el año 2030.
** Corresponde al folio de Viabilidad de Conexión de Canal de Panamá a Carbon de 300 MW a Llave Sánchez.

Handwritten mark resembling the letter 'A'.



**CUADRO No. 21 - B
DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS PRIVADOS IDENTIFICADOS**

CUADRO No. 21 - B DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS PRIVADOS IDENTIFICADOS (CARGA INTEGRADA AL SIN) Años 2015 - 2029 En GWh									
AÑO	PANAMA			MINERA PANAMA			TOTAL MEGAPROYECTOS		
	COLON	CONTAINER	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	
2011									
2012									
2013									
2014									
2015									
2016									
2017				74.14					74.14
2018	48.00		21.44	42.89		69.44			48.00
2019	48.00		42.89	42.22	21.45	90.89			69.45
2020	48.00		42.22	42.22	42.89	90.22			90.89
2021	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22			90.22
2022	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22			90.22
2023	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22			90.22
2024	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22			90.22
2025	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22			90.22
2026	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22			90.22
2027	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22			90.22
2028	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22			90.22
2029	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22			90.22
2030	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22			90.22
2031	48.00		42.22	42.22	42.22	90.22			90.22

* Corresponde al incremento de consumo por la expansión de las operaciones aeroportuarias , originado en el inicio de entrada del nuevo Muelle Norte a mediados del 2012, y la futura expansión total con la construcción en el año 2015, del Muelle Sur. Expansión que debe cubrir hasta el año 2030. Plan maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006 2030.

16



CUADRO No. 21 - A
DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE CON ACP
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2017 -2031

AÑO	ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2010	212.6		212.6		212.6	
2011	209.2	-1.6	209.2	-1.6	209.2	-1.6
2012	216.3	3.4	216.3	3.4	216.3	3.4
2013	227.9	5.4	227.9	5.4	227.9	5.4
2014	256.6	12.6	256.6	12.6	256.6	12.6
2015	234.7	-8.5	234.7	-8.5	234.7	-8.5
2016	205.9	-12.2	205.9	-12.2	205.9	-12.2
2017	212.6	3.3	286.8	39.3	212.6	3.3
2018	320.3	50.6	342.0	19.2	298.7	40.5
2019	493.6	54.1	493.3	44.2	322.0	7.8
2020	571.5	15.8	588.5	19.3	555.6	72.5
2021	605.0	5.9	674.0	14.5	564.2	1.5
2022	614.7	1.6	684.2	1.5	606.0	7.4
2023	717.7	16.8	772.5	12.9	610.4	0.7
2024	764.6	6.5	780.3	1.0	703.0	15.2
2025	787.7	3.0	803.7	3.0	707.6	0.6
2026	792.4	0.6	808.8	0.6	753.9	6.6
2027	797.3	0.6	942.9	16.6	778.9	3.3
2028	802.2	0.6	993.6	5.4	783.3	0.6
2029	807.2	0.6	999.0	0.5	787.8	0.6
2030	812.0	0.6	1,004.2	0.5	792.1	0.5
2031	816.8	0.6	1,009.5	0.5	796.5	0.5
Tasa Anual	284.1%	9.62%	252.0%	11.18%	274.6%	9.44%

(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 Pesimista 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



CUADRO No. 22
RESUMEN DE PRONOSTICOS DE DEMANDA
Años 2017 -2031

PRONOSTICOS DE DEMANDA
ESCENARIOS
AÑOS 20176 - 2031

AÑOS	ENERGIA TOTAL ¹ (GWH)			DEMANDA ² (MW)		
	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
	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	7,290.3	7,290.3	7,290.3	1,190.4	1,190.4	1,190.4
2011	7,722.5	7,722.5	7,722.5	1,254.5	1,254.5	1,254.5
2012	8,359.8	8,359.8	8,359.8	1,354.3	1,354.3	1,354.3
2013	8,722.1	8,722.1	8,722.1	1,412.9	1,412.9	1,412.9
2014	9,150.5	9,150.5	9,150.5	1,471.5	1,471.5	1,471.5
2015	9,939.0	9,939.0	9,939.0	1,581.0	1,581.0	1,581.0
2016	10,205.4	10,205.4	10,205.4	1,590.0	1,590.0	1,590.0
2017	10,759.1	10,892.9	10,744.4	1,694.1	1,715.1	1,691.8
2018	11,410.9	11,530.8	11,377.3	1,796.7	1,815.6	1,791.4
2019	12,090.9	12,225.1	11,885.6	1,897.8	1,918.2	1,866.2
2020	12,840.0	12,928.5	12,657.4	2,009.1	2,021.4	1,981.8
2021	13,587.4	13,724.7	13,352.7	2,119.3	2,138.4	2,084.9
2022	14,301.4	14,498.1	14,117.7	2,223.7	2,251.0	2,198.1
2023	15,104.3	15,294.0	14,789.0	2,341.1	2,366.2	2,296.2
2024	15,956.0	16,166.2	15,683.6	2,465.4	2,492.4	2,428.3
2025	16,830.7	17,063.7	16,497.9	2,592.4	2,621.5	2,547.2
2026	17,736.4	17,994.5	17,400.6	2,723.3	2,754.8	2,679.1
2027	18,694.6	19,106.7	18,331.0	2,861.4	2,914.8	2,814.5
2028	19,706.0	20,183.4	19,291.0	3,006.7	3,068.3	2,953.6
2029	20,816.8	21,322.5	20,351.9	3,166.2	3,230.1	3,107.3
2030	21,988.4	22,525.5	21,470.5	3,333.9	3,400.4	3,268.9
2031	23,225.1	23,798.1	22,651.1	3,510.4	3,579.9	3,439.0

¹ GWHDIS Energía Disponible del Sistema

² MWDEM Demanda Máxima de Potencia Eléctrica

A



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

AÑOS 2017 -2031
ESCENARIO MEDIO

ANO	GWHRES Residencial	GWHCOM Comercial	GWHIND Industrial	GWHOFI Oficial	GWHALU Alumbrado publico	GWHAUT Autoconsumo	GWHBLQ Bloque	GWHOTR Otros	GWHPER Perdidas	GWH Energia	D%GWH	MW 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	0.026	0.000	0.209	1.000		3.0%
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.028	0.001	0.186	1.000		8.0%
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.026	0.002	0.186	1.000		2.2%
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.026	0.001	0.168	1.000		3.0%
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.026	0.001	0.150	1.000		4.8%
2005	0.262	0.381	0.060	0.112	0.019	0.001	0.026	0.001	0.137	1.000		2.3%
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.025	0.001	0.133	1.000		2.6%
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.024	0.001	0.123	1.000		5.4%
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.022	0.002	0.123	1.000		3.9%
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.024	0.000	0.130	1.000		8.4%
2010	0.271	0.364	0.088	0.103	0.018	0.001	0.029	0.000	0.126	1.000		5.9%
2011	0.270	0.373	0.085	0.100	0.018	0.001	0.027	0.000	0.127	1.000		5.2%
2012	0.269	0.380	0.082	0.098	0.018	0.001	0.026	0.000	0.126	1.000		7.8%
2013	0.273	0.381	0.081	0.096	0.019	0.001	0.026	0.000	0.123	1.000		4.2%
2014	0.276	0.378	0.075	0.093	0.019	0.001	0.028	0.000	0.129	1.000		4.1%
2015	0.273	0.381	0.067	0.094	0.018	0.001	0.024	0.000	0.142	1.000		7.2%
2016	0.274	0.385	0.069	0.096	0.019	0.001	0.020	0.000	0.136	1.000		0.4%
2017	0.270	0.390	0.065	0.096	0.018	0.001	0.020	0.000	0.140	1.000		4.7%
2018	0.264	0.394	0.062	0.095	0.018	0.000	0.026	0.000	0.140	1.000		6.1%
2019	0.259	0.398	0.059	0.094	0.018	0.000	0.037	0.000	0.134	1.000		5.6%
2020	0.252	0.402	0.056	0.094	0.018	0.000	0.043	0.000	0.134	1.000		5.9%
2021	0.247	0.408	0.054	0.093	0.018	0.000	0.044	0.000	0.135	1.000		5.5%
2022	0.242	0.416	0.053	0.094	0.018	0.000	0.043	0.000	0.133	1.000		4.9%
2023	0.237	0.423	0.052	0.094	0.018	0.000	0.048	0.000	0.128	1.000		5.3%
2024	0.232	0.430	0.050	0.095	0.018	0.000	0.048	0.000	0.127	1.000		5.3%
2025	0.227	0.438	0.049	0.095	0.018	0.000	0.047	0.000	0.126	1.000		5.2%
2026	0.222	0.447	0.048	0.096	0.018	0.000	0.045	0.000	0.125	1.000		5.1%
2027	0.216	0.455	0.047	0.097	0.018	0.000	0.043	0.000	0.124	1.000		5.1%
2028	0.211	0.464	0.045	0.097	0.018	0.000	0.041	0.000	0.123	1.000		5.1%
2029	0.206	0.471	0.044	0.098	0.018	0.000	0.039	0.000	0.124	1.000		5.3%
2030	0.200	0.479	0.043	0.098	0.018	0.000	0.037	0.000	0.125	1.000		5.3%
2031	0.195	0.486	0.042	0.098	0.018	0.000	0.035	0.000	0.126	1.000		5.3%

A



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

AÑOS 2017 -2031
ESCENARIO ALTO

AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU			GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	D%GWH	MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	publico	Autoconsumo	Bloque	Otros	Perdidas			
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	0.026	0.000	0.209	1.000		3.0%	
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.028	0.001	0.186	1.000		8.0%	
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.026	0.002	0.186	1.000		2.2%	
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.026	0.001	0.168	1.000		3.0%	
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.026	0.001	0.150	1.000		4.8%	
2005	0.262	0.381	0.060	0.112	0.019	0.001	0.026	0.001	0.137	1.000		2.3%	
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.025	0.001	0.133	1.000		2.6%	
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.024	0.001	0.123	1.000		5.4%	
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.022	0.002	0.123	1.000		3.9%	
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.024	0.000	0.130	1.000		8.4%	
2010	0.271	0.364	0.088	0.103	0.018	0.001	0.029	0.000	0.126	1.000		5.9%	
2011	0.270	0.373	0.085	0.100	0.018	0.001	0.027	0.000	0.127	1.000		5.2%	
2012	0.269	0.380	0.082	0.098	0.018	0.001	0.026	0.000	0.126	1.000		7.8%	
2013	0.273	0.381	0.081	0.096	0.019	0.001	0.026	0.000	0.123	1.000		4.2%	
2014	0.276	0.378	0.075	0.093	0.019	0.001	0.028	0.000	0.129	1.000		4.1%	
2015	0.273	0.381	0.067	0.094	0.018	0.001	0.024	0.000	0.142	1.000		7.2%	
2016	0.274	0.385	0.069	0.096	0.019	0.001	0.020	0.000	0.136	1.000		0.4%	
2017	0.267	0.386	0.065	0.095	0.018	0.001	0.026	0.000	0.143	1.000		6.0%	
2018	0.262	0.391	0.061	0.094	0.018	0.001	0.030	0.000	0.143	1.000		5.9%	
2019	0.256	0.395	0.058	0.094	0.019	0.001	0.040	0.000	0.137	1.000		5.6%	
2020	0.251	0.401	0.056	0.094	0.019	0.001	0.046	0.000	0.133	1.000		5.4%	
2021	0.244	0.406	0.054	0.093	0.019	0.001	0.049	0.000	0.133	1.000		5.8%	
2022	0.239	0.413	0.052	0.094	0.020	0.000	0.047	0.000	0.134	1.000		5.3%	
2023	0.234	0.421	0.051	0.094	0.020	0.000	0.051	0.000	0.127	1.000		5.1%	
2024	0.229	0.429	0.049	0.095	0.021	0.000	0.048	0.000	0.128	1.000		5.3%	
2025	0.224	0.437	0.049	0.095	0.021	0.000	0.047	0.000	0.126	1.000		5.2%	
2026	0.219	0.445	0.048	0.096	0.022	0.000	0.045	0.000	0.124	1.000		5.1%	
2027	0.212	0.451	0.046	0.096	0.022	0.000	0.049	0.000	0.122	1.000		5.8%	
2028	0.207	0.459	0.045	0.097	0.023	0.000	0.049	0.000	0.120	1.000		5.3%	
2029	0.201	0.466	0.044	0.097	0.023	0.000	0.047	0.000	0.120	1.000		5.3%	
2030	0.196	0.474	0.042	0.098	0.024	0.000	0.045	0.000	0.121	1.000		5.3%	
2031	0.191	0.481	0.041	0.098	0.025	0.000	0.042	0.000	0.122	1.000		5.3%	

B



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

AÑOS 2017 -2031
ESCENARIO BAJO

ANO	GWHRES Residencial	GWHCOM Comercial	GWHIND Industrial	GWHOFI Oficial	GWHALU Alumbrado publico	GWHAUT Autoconsumo	GWHBLQ Bloque	GWHOTR Otros	GWHPER Perdidas	GWH Energia	D%GWH	MW 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	0.026	0.000	0.209	1.000		3.0%
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.028	0.001	0.186	1.000		8.0%
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.026	0.002	0.186	1.000		2.2%
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.026	0.001	0.168	1.000		3.0%
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.026	0.001	0.150	1.000		4.8%
2005	0.262	0.381	0.060	0.112	0.019	0.001	0.026	0.001	0.137	1.000		2.3%
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.025	0.001	0.133	1.000		2.6%
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.024	0.001	0.123	1.000		5.4%
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.022	0.002	0.123	1.000		3.9%
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.024	0.000	0.130	1.000		8.4%
2010	0.271	0.364	0.088	0.103	0.018	0.001	0.029	0.000	0.126	1.000		5.9%
2011	0.270	0.373	0.085	0.100	0.018	0.001	0.027	0.000	0.127	1.000		5.2%
2012	0.269	0.380	0.082	0.098	0.018	0.001	0.026	0.000	0.126	1.000		7.8%
2013	0.273	0.381	0.081	0.096	0.019	0.001	0.026	0.000	0.123	1.000		4.2%
2014	0.276	0.378	0.075	0.093	0.019	0.001	0.028	0.000	0.129	1.000		4.1%
2015	0.273	0.381	0.067	0.094	0.018	0.001	0.024	0.000	0.142	1.000		7.2%
2016	0.274	0.385	0.069	0.096	0.019	0.001	0.020	0.000	0.136	1.000		0.4%
2017	0.270	0.390	0.065	0.096	0.018	0.001	0.020	0.000	0.140	1.000		4.6%
2018	0.265	0.394	0.061	0.095	0.018	0.000	0.026	0.000	0.140	1.000		5.9%
2019	0.263	0.403	0.059	0.095	0.018	0.000	0.025	0.000	0.136	1.000		4.2%
2020	0.256	0.405	0.056	0.094	0.018	0.000	0.041	0.000	0.130	1.000		6.2%
2021	0.251	0.412	0.054	0.094	0.018	0.000	0.041	0.000	0.131	1.000		5.2%
2022	0.245	0.418	0.052	0.094	0.017	0.000	0.042	0.000	0.131	1.000		5.4%
2023	0.242	0.427	0.051	0.095	0.017	0.000	0.041	0.000	0.126	1.000		4.5%
2024	0.235	0.432	0.050	0.094	0.017	0.000	0.045	0.000	0.126	1.000		5.8%
2025	0.231	0.441	0.049	0.095	0.017	0.000	0.043	0.000	0.124	1.000		4.9%
2026	0.225	0.449	0.048	0.095	0.017	0.000	0.043	0.000	0.122	1.000		5.2%
2027	0.220	0.457	0.047	0.096	0.017	0.000	0.042	0.000	0.120	1.000		5.1%
2028	0.215	0.466	0.046	0.097	0.017	0.000	0.041	0.000	0.118	1.000		4.9%
2029	0.210	0.474	0.044	0.097	0.017	0.000	0.039	0.000	0.119	1.000		5.2%
2030	0.204	0.481	0.043	0.097	0.017	0.000	0.037	0.000	0.120	1.000		5.2%
2031	0.199	0.489	0.042	0.098	0.016	0.000	0.035	0.000	0.120	1.000		5.2%

Handwritten signature or mark.



67

REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2017-2027 (MW)												
PRONÓSTICO MEDIO		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
TOTAL GENERACIÓN		1,653.37	1,746.63	1,842.71	1,945.22	2,042.56	2,135.14	2,241.17	2,350.50	2,460.26	2,571.82	2,687.91
PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN		123.90	149.69	184.74	212.12	250.41	285.98	329.38	374.84	411.18	448.01	484.53
% DE PÉRDIDAS		7.49%	8.57%	10.03%	10.90%	12.26%	13.39%	14.70%	15.95%	16.71%	17.42%	18.03%
CARGA DEL SISTEMA (MW)		1,529.47	1,596.94	1,657.97	1,733.09	1,792.15	1,849.15	1,911.79	1,975.66	2,049.07	2,123.81	2,203.39
CARGA DEL SISTEMA + MINERA (MW)		1,532.47	1,668.94	1,859.97	1,945.09	2,004.15	2,061.15	2,123.79	2,187.66	2,261.07	2,335.81	2,415.39
ENSA												
ENSA	COD.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Tocumen (incluye Vipasa)	TOC	60.73	62.24	67.26	71.80	70.29	71.55	72.84	74.12	75.19	76.35	77.26
Cerro Viento	CVI	72.13	74.01	79.39	85.94	80.41	81.48	82.58	83.78	84.67	85.50	86.30
Santa María	SMA	77.71	82.83	86.41	90.91	93.38	95.31	96.65	98.08	99.56	101.17	102.97
Monte Oscuro	MOS	80.97	55.20	54.38	53.31	52.01	51.61	51.29	50.84	50.29	49.79	50.10
Tinajitas	TIN	57.26	59.50	61.76	64.08	55.26	56.03	55.43	56.07	56.68	57.26	57.79
Geehan	PAC	17.63	19.27	20.92	21.57	22.15	22.91	23.68	24.65	25.88	26.46	27.05
Chilibre (incluye el IDAAN)	CHI115	35.78	36.38	36.99	37.51	38.12	38.72	39.32	39.85	40.45	41.05	41.58
Calzada Larga	CLA13.8	7.97	8.40	8.82	9.24	9.67	10.09	10.51	10.93	11.36	11.78	12.20
France Field	FF13.8	62.19	65.29	67.84	59.03	61.97	63.61	66.23	67.97	71.93	77.22	83.37
Bahía Las Minas	L.M.13B	18.35	19.48	20.17	20.75	21.27	21.69	22.02	22.35	22.69	23.02	23.35
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	37.01	38.99	40.18	41.19	37.00	37.72	38.31	38.88	39.46	40.03	40.61
Nueva S/E Llano Bonito	LBO13	38.79	23.29	24.81	26.92	28.73	30.82	33.15	35.76	38.65	42.19	47.71
Nueva S/E 24 de Diciembre	24DIC13	37.36	38.75	40.45	42.00	43.35	44.90	46.11	47.53	48.79	50.14	51.20
Nueva S/E Costa del Este	CDE13A		45.22	48.86	52.97	57.55	60.35	62.97	65.87	68.95	71.94	73.25
Nueva S/E Gonzalillo	GON13					22.08	24.37	27.03	29.30	31.73	35.01	39.31
Nueva S/E Cativá	CAT513				11.06	11.36	11.69	11.97	12.29	12.63	12.88	13.18
TOTAL ENSA		603.87	628.87	658.25	688.30	704.58	722.84	740.09	758.28	778.90	801.78	827.24
EDEMET												
EDEMET		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	134.19	139.44	146.27	152.69	159.29	164.96	171.80	178.65	186.69	194.45	202.58
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	9.88	10.27	10.77	11.24	11.73	12.14	12.65	13.15	13.74	14.32	14.91
El Higo	EHIG34	36.34	37.66	39.55	41.53	43.15	44.66	46.51	48.44	50.57	52.65	54.85
Chorrera	CHO34	80.31	58.95	61.80	64.24	66.70	68.38	70.78	73.05	76.06	78.73	81.50
San Francisco	SFR	121.26	122.00	124.95	130.53	136.16	140.90	146.69	152.47	159.34	165.92	172.81
Lochería	LOC	114.08	108.54	111.00	115.92	120.88	124.97	130.05	135.08	141.13	146.88	152.90
Marañón	MAR	91.40	84.97	86.84	90.68	94.54	97.71	101.65	105.56	110.27	114.74	119.42
Centro Bancario	CBA	81.14	80.32	82.22	85.89	89.58	92.68	96.47	100.26	104.77	109.08	113.59
El Coco	ECO34	19.21	20.13	21.16	22.26	22.77	23.90	24.96	26.14	27.16	28.39	29.66
Nueva S/E Burunga	BUR34	40.00	42.00	44.10	46.31	48.62	51.05	53.60	56.28	59.10	62.05	65.16
Nueva S/E Bella Vista	BVI13		28.00	29.40	30.87	32.41	34.03	35.74	37.52	39.40	41.37	43.44
Nueva S/E La Floresta	LAF13		10.20	10.20	10.21	10.61	11.13	11.62	12.12	12.56	13.08	13.60
Nueva S/E El Torno	TOR13		24.07	25.25	26.35	27.49	28.47	29.65	30.83	32.22	33.56	34.96
TOTAL EDEMET		727.81	766.55	793.49	828.72	863.94	894.99	932.18	969.57	1013.01	1055.21	1099.38
EDEMET (SERVICIO B)												
EDEMET (SERVICIO B)		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Miraflores	MIR44	23.65	24.58	25.78	26.91	28.07	29.07	30.28	31.49	32.90	34.27	35.70
Balboa	BAL44	15.50	15.52	16.13	16.92	17.66	18.43	19.08	19.87	20.67	21.60	22.49
Summit	SUM44	1.13	1.17	1.23	1.28	1.34	1.39	1.44	1.50	1.57	1.64	1.70
Gamboa	GAM2	1.10	1.15	1.20	1.25	1.31	1.35	1.41	1.47	1.53	1.60	1.66
Howard	HOW12	13.59	14.12	14.81	15.46	16.13	16.70	17.40	18.09	18.90	19.69	20.51
TOTAL SERVICIO B		54.96	56.54	59.15	61.83	64.52	66.95	69.62	72.42	75.58	78.79	82.08
EDECHI												
EDECHI		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Caldera 115 KV	CAL115	0.15	0.16	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.20	0.21	0.22	0.23
Progreso 34.5 KV	PRO34	13.37	14.05	14.83	15.57	16.30	17.07	17.89	18.71	19.67	20.61	21.60
Progreso 115 KV	PRO115	1.14	1.19	1.24	1.29	1.34	1.40	1.46	1.52	1.58	1.64	1.71
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	27.49	28.88	23.20	24.35	25.50	26.70	27.99	29.27	30.77	32.24	33.80
Nueva S/E San Cristobal	SAC34	17.43	18.32	19.34	20.30	21.26	22.26	23.34	24.41	25.66	26.88	28.18
Cañazas (PTP)	CAN34	1.68	1.77	1.87	1.96	2.05	2.15	2.25	2.36	2.48	2.59	2.72
Isla Colon - Changuinola	CHA34	14.67	12.39	13.09	13.74	14.38	15.06	15.79	16.51	17.36	18.19	19.06
Boqueron III	BOQ34	19.43	20.42	21.56	22.64	23.70	24.82	26.02	27.21	28.60	29.97	31.41
Veladero	VEL34			3.65	3.83	4.01	4.20	4.40	4.61	4.84	5.07	5.32
TOTAL EDECHI		95.36	97.18	98.94	103.86	108.73	113.86	119.34	124.80	131.17	137.41	144.04
GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)												
Grandes Clientes		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Cemex	CEMEX	24.31	24.54	24.78	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23	27.23
Argos	CPA115	8.38	8.41	8.44	8.21	8.22	8.36	8.40	8.43	8.26	8.44	8.49
Super 99 (total)	S99	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20
Contraloría	SFR	1.18	1.18	1.17	1.17	1.16	1.16	1.16	1.15	1.15	1.16	1.16
Gold Mills	LOC	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92
AVIPAC	SMA	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Cemento Interocéánico	CHO34	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Embajada USA	CLA13.8	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34
CSS	MAR	3.37	3.44	3.51	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54
Vareal CIA	CVI	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
Vareal FAB	LSA115	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Sunstar (Hotel Bijao)	EHIG34	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82
Minera Panama	BOT34	3.00	72.00	202.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00
TOTAL Grandes Clientes (Sin Minera)		47.47	47.80	48.13	50.39	50.38	50.52	50.56	50.59	50.42	50.61	50.65
TOTAL Grandes Clientes Directos		32.69	32.96	33.22	35.44	35.45	35.60	35.63	35.66	35.49	35.68	35.73
TOTAL GENERACIÓN												
TOTAL GENERACIÓN Demanda Máxima		1,653.37	1,746.63	1,842.71	1,945.22	2,042.56	2,135.14	2,241.17	2,350.50	2,460.26	2,571.82	2,687.91
TOTAL GENERACIÓN Demanda Media		1,379.71	1,457.54	1,537.72	1,623.26	1,704.49	1,781.74	1,870.22	1,961.46	2,053.05	2,146.15	2,243.03
TOTAL GENERACIÓN Demanda Mínima		1,018.24	1,075.68	1,134.85	1,197.98	1,257.93	1,314.95	1,380.25	1,447.58	1,515.17	1,583.88	1,655.38

B



Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2017 – 2031

Tomo I
Estudios Básicos

Anexo Tomo I - 4
Costos, Selección del Conductor
&
Requerimientos de Protección.

18



Costo Unitario de Líneas de Transmisión

A



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		14.28	0.00	14.28	14.28
2. Conductores y accesorios	1.00		42.79	0.00	42.79	42.79
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.21	0.00	0.21	0.21
4. OPGW y accesorios	1.00		0.73	0.00	0.73	0.73
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.34	0.00	5.34	5.34
5. Torres y accesorios	1.00		68.87	0.00	68.87	68.87
Sub-Total Materiales				0.00	132.23	132.23
6. Fundaciones	1.00	0.26		34.58		34.58
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.62		1.62
8. Montaje	1.00	0.28		36.40		36.40
Total Costo Base				72.60	132.23	204.83
9. Contingencias	0.10			7.26	13.22	20.48
10. Ingeniería y Administración	0.08			16.39		16.39
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.14		6.14
13. Inspección	0.05			10.24		10.24
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			12.29		12.29
COSTO TOTAL				142.42	145.45	287.88

B



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 750 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		14.28	0.00	14.28	14.28
2. Conductores y accesorios	1.00		47.96	0.00	47.96	47.96
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.92	0.00	4.92	4.92
5. Torres y accesorios	1.00		54.37	0.00	54.37	54.37
Sub-Total Materiales				0.00	131.01	131.01
6. Fundaciones	1.00	0.26		34.26		34.26
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.60		1.60
8. Montaje	1.00	0.28		36.07		36.07
Total Costo Base				71.93	131.01	202.95
9. Contingencias	0.10			7.19	13.10	20.29
10. Ingeniería y Administración	0.08			16.24		16.24
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.09		6.09
13. Inspección	0.05			10.15		10.15
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			12.18		12.18
COSTO TOTAL				141.27	144.11	285.39

Handwritten signature or mark.



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 750 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		7.14	0.00	7.14	7.14
2. Conductores y accesorios	1.00		23.98	0.00	23.98	23.98
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.92	0.00	4.92	4.92
5. Torres y accesorios	1.00		54.37	0.00	54.37	54.37
Sub-Total Materiales				0.00	99.89	99.89
6. Fundaciones	1.00	0.26		26.12		26.12
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.22		1.22
8. Montaje	1.00	0.28		27.50		27.50
Total Costo Base				54.84	99.89	154.73
9. Contingencias	0.10			5.48	9.99	15.47
10. Ingeniería y Administración	0.08			12.38		12.38
11. EIA B/ * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.64		4.64
13. Inspección	0.05			7.74		7.74
14. Indemnización B/ * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			9.28		9.28
COSTO TOTAL				111.87	109.88	221.75



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 750 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		7.14	0.00	7.14	7.14
2. Conductores y accesorios	1.00		23.98	0.00	23.98	23.98
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.09	0.00	5.09	5.09
5. Torres y accesorios	1.00		40.78	0.00	40.78	40.78
Sub-Total Materiales				0.00	84.34	84.34
6. Fundaciones	1.00	0.26		22.06		22.06
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.03		1.03
8. Montaje	1.00	0.28		23.22		23.22
Total Costo Base				46.31	84.34	130.65
9. Contingencias	0.10			4.63	8.43	13.06
10. Ingeniería y Administración	0.08			10.45		10.45
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			3.92		3.92
13. Inspección	0.05			6.53		6.53
14. Indemnización B/. * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			7.84		7.84
COSTO TOTAL				97.18	92.78	189.96

R



LINEA DE TRANSMISION DE 500 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 2 x 750 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		52.85	0.00	52.85	52.85
2. Conductores y accesorios	1.00		95.93	0.00	95.93	95.93
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		3.14	0.00	3.14	3.14
4. Sistema puesta a tierra	1.00		7.38	0.00	7.38	7.38
5. Torres y accesorios	1.00		108.75	0.00	108.75	108.75
Sub-Total Materiales				0.00	270.17	270.17
6. Fundaciones	1.00	0.39		105.98		105.98
7. Derecho de vía	1.00	0.01		3.31		3.31
8. Montaje	1.00	0.64		172.03		172.03
Total Costo Base				281.32	270.17	551.49
9. Contingencias	0.10			28.13	27.02	55.15
10. Ingeniería y Administración	0.08			44.12		44.12
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			16.54		16.54
13. Inspección	0.05			27.57		27.57
14. Indemnización B/. * KM	30.00			30.00		30.00
15. IDC	0.06			33.09		33.09
COSTO TOTAL				463.28	297.19	760.47

B



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 2 x 1200 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		28.43	0.00	28.43	28.43
2. Conductores y accesorios	1.00		116.32	0.00	116.32	116.32
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		7.38	0.00	7.38	7.38
5. Torres y accesorios	1.00		96.64	0.00	96.64	96.64
Sub-Total Materiales				0.00	258.24	258.24
6. Fundaciones	1.00	0.29		73.73		73.73
7. Derecho de vía	1.00	0.01		2.76		2.76
8. Montaje	1.00	0.30		77.62		77.62
Total Costo Base				154.11	258.24	412.35
9. Contingencias	0.10			15.41	25.82	41.24
10. Ingeniería y Administración	0.08			32.99		32.99
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			12.37		12.37
13. Inspección	0.05			20.62		20.62
14. Indemnización B/. * kM	100.00			100.00		100.00
15. IDC	0.06			24.74		24.74
COSTO TOTAL				362.74	284.06	646.81

B



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 1200 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		14.28	0.00	14.28	14.28
2. Conductores y accesorios	1.00		58.16	0.00	58.16	58.16
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.92	0.00	4.92	4.92
5. Torres y accesorios	1.00		72.50	0.00	72.50	72.50
Sub-Total Materiales				0.00	159.33	159.33
6. Fundaciones	1.00	0.2615		41.67		41.67
7. Derecho de vía	1.00	0.0122		1.95		1.95
8. Montaje	1.00	0.2753		43.86		43.86
Total Costo Base				87.48	159.33	246.81
9. Contingencias	0.10			8.75	15.93	24.68
10. Ingeniería y Administración	0.08			19.75		19.75
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			7.40		7.40
13. Inspección	0.05			12.34		12.34
14. Indemnización B/. * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			14.81		14.81
COSTO TOTAL				168.03	175.27	343.30

B



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 1200 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		7.14	0.00	7.14	7.14
2. Conductores y accesorios	1.00		29.08	0.00	29.08	29.08
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.92	0.00	4.92	4.92
5. Torres y accesorios	1.00		72.50	0.00	72.50	72.50
Sub-Total Materiales				0.00	123.11	123.11
6. Fundaciones	1.00	0.34		41.81		41.81
7. Derecho de vía	1.00	0.02		1.96		1.96
8. Montaje	1.00	0.36		44.02		44.02
Total Costo Base				87.79	123.11	210.90
9. Contingencias	0.10			8.78	12.31	21.09
10. Ingeniería y Administración	0.08			16.87		16.87
11. EIA B/ * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.33		6.33
13. Inspección	0.05			10.54		10.54
14. Indemnización B/ * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			12.65		12.65
COSTO TOTAL				160.46	135.42	295.89



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 1200 ACAR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		7.14	0.00	7.14	7.14
2. Conductores y accesorios	1.00		29.08	0.00	29.08	29.08
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.92	0.00	4.92	4.92
5. Torres y accesorios	1.00		54.37	0.00	54.37	54.37
Sub-Total Materiales				0.00	102.86	102.86
6. Fundaciones	1.00	0.26		26.81		26.81
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.32		1.32
8. Montaje	1.00	0.28		28.60		28.60
Total Costo Base				56.74	102.86	159.60
9. Contingencias	0.10			5.67	10.29	15.96
10. Ingeniería y Administración	0.08			12.77		12.77
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.79		4.79
13. Inspección	0.05			7.98		7.98
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			9.58		9.58
COSTO TOTAL				115.03	113.15	228.18

B



79

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO TORRE CONDUCTOR 714 DOVE ACCC (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		10.11	0.00	10.11	10.11
2. Conductores y accesorios	1.00		78.48	0.00	78.48	78.48
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.92	0.00	4.92	4.92
5. Torres y accesorios	1.00		54.37	0.00	54.37	54.37
Sub-Total Materiales				0.00	157.36	157.36
6. Fundaciones	1.00	0.26		41.15		41.15
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.93		1.93
8. Montaje	1.00	0.28		43.32		43.32
Total Costo Base				86.40	157.36	243.76
9. Contingencias	0.10			8.64	15.74	24.38
10. Ingeniería y Administración	0.08			19.50		19.50
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			7.31		7.31
13. Inspección	0.05			12.19		12.19
14. Indemnización B/. * KM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			14.63		14.63
COSTO TOTAL				166.17	173.10	339.27

B



LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		8.19	0.00	8.19	8.19
2. Conductores y accesorios	1.00		45.99	0.00	45.99	45.99
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.86	0.00	3.86	3.86
5. Torres y accesorios	1.00		57.74	0.00	57.74	57.74
Sub-Total Materiales				0.00	125.25	125.25
6. Fundaciones	1.00	0.25		30.95		30.95
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.13		1.13
8. Montaje	1.00	0.22		27.54		27.54
Total Costo Base				59.61	125.25	184.86
9. Contingencias	0.10			5.96	12.53	18.49
10. Ingeniería y Administración	0.08			14.79		14.79
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			5.55		5.55
13. Inspección	0.05			9.24		9.24
14. Indemnización B/. * KM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			11.09		11.09
COSTO TOTAL				123.74	137.78	261.52

Handwritten signature or mark.



LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		4.08	0.00	4.08	4.08
2. Conductores y accesorios	1.00		22.99	0.00	22.99	22.99
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.13	0.00	2.13	2.13
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.86	0.00	3.86	3.86
5. Torres y accesorios	1.00		57.74	0.00	57.74	57.74
Sub-Total Materiales				0.00	98.15	98.15
6. Fundaciones	1.00	0.32		30.93		30.93
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.13		1.13
8. Montaje	1.00	0.28		27.51		27.51
Total Costo Base				59.57	98.15	157.71
9. Contingencias	0.10			5.96	9.81	15.77
10. Ingeniería y Administración	0.08			12.62		12.62
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.73		4.73
13. Inspección	0.05			7.89		7.89
14. Indemnización B/. * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			9.46		9.46
COSTO TOTAL				117.72	107.96	225.68

B



LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 636 ACSR (Miles de B/. / km)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		4.08	0.00	4.08	4.08
2. Conductores y accesorios	1.00		22.99	0.00	22.99	22.99
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		7.34	0.00	7.34	7.34
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.86	0.00	3.86	3.86
5. Torres y accesorios	1.00		43.30	0.00	43.30	43.30
Sub-Total Materiales				0.00	81.58	81.58
6. Fundaciones	1.00	0.27		22.13		22.13
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.81		0.81
8. Montaje	1.00	0.24		19.69		19.69
Total Costo Base				42.62	81.58	124.20
9. Contingencias	0.10			4.26	8.16	12.42
10. Ingeniería y Administración	0.08			9.94		9.94
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			3.73		3.73
13. Inspección	0.05			6.21		6.21
14. Indemnización B/. * KM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			7.45		7.45
COSTO TOTAL				91.71	89.74	181.45

B



Costo Unitario de Subestaciones

A



ADICION 1 INT. 115 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	1	65,250	65,250
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	-	8,940	-
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	Autotransformador 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	-	162,000	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	164,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	24,000	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	20,760	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	-	6,500	-
17	Pararrayos 96 KV	3	4,400	13,200
18	CT 230 KV	-	19,000	-
19	CT 115 KV	6	11,000	66,000
20	PT 230 KV	-	14,000	-
21	PT 115 KV	3	11,600	34,800
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotransformador 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	-	300,000	-
29	Banco de Capacitores 115 KV 15 MVAR	-	200,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	9,000	-
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	-	6,900	-
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO				234,199
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN				234,199
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	11,710
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	28,104
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	117,100
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	163,939
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	35,130
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	58,550
SUB TOTAL SUMINISTRO				648,732
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	97,310
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	162,183
TOTAL COSTO BASE				908,225
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	45,411
48	Diseño		3.00	27,247
49	Ingeniería		4.00	36,329
50	Administración		4.00	36,329
51	Inspección		3.00	27,247
52	IDC		6.00	54,493
53	EIA		0.19	1,726
54	Terrenos	m2	0.0	-
COSTO TOTAL				1,137,006

A



ADICION 2 INT. 115 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	2	65,250	130,500
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	70,156
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	8,940	-
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	Autotransformador 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	-	162,000	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	164,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	24,000	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	20,760	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	-	6,500	-
17	Pararrayos 96 KV	3	4,400	13,200
18	CT 230 KV	-	19,000	-
19	CT 115 KV	12	11,000	132,000
20	PT 230 KV	-	14,000	-
21	PT 115 KV	3	11,600	34,800
22	PT de Potencia y Potencial 115 kv	-	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotransformador 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	-	300,000	-
29	Banco de Capacitores 115 KV 15 MVAR	-	200,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	9,000	-
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	-	6,900	-
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO				400,527
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN				400,527
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	20,026
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	48,063
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	200,264
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	280,369
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	60,079
44	Cables, conductores, ductos, etc	lote	25.00	100,132
SUB TOTAL SUMINISTRO				1,109,460
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	166,419
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	277,365
TOTAL COSTO BASE				1,553,245
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	77,662
48	Diseño		3.00	46,597
49	Ingeniería		4.00	62,130
50	Administración		4.00	62,130
51	Inspección		3.00	46,597
52	IDC		6.00	93,195
53	EIA		0.19	2,951
54	Terrenos	m2	0.0	-
COSTO TOTAL				1,944,507

Handwritten signature or mark.



ADICION 3 INT. 115 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	3	65,250	195,750
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	105,234
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	8,940	-
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	Autotransformador 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	-	162,000	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	164,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	24,000	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	20,760	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	-	6,500	-
17	Pararrayos 96 KV	6	4,400	26,400
18	CT 230 KV	-	19,000	-
19	CT 115 KV	18	11,000	198,000
20	PT 230 KV	-	14,000	-
21	PT 115 KV	6	11,600	69,600
22	PT de Potencia y Potencial 115 kv	-	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 KV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 KV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotransformador 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	-	300,000	-
29	Banco de Capacitores 115 KV 15 MVAR	-	200,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	9,000	-
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	-	6,900	-
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO				634,726
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN				634,726
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	31,736
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	76,167
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	317,363
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	444,309
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	95,209
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	158,682
SUB TOTAL SUMINISTRO				1,758,192
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	263,729
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	439,548
TOTAL COSTO BASE				2,461,469
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	123,073
48	Diseño		3.00	73,844
49	Ingeniería		4.00	98,459
50	Administración		4.00	98,459
51	Inspección		3.00	73,844
52	IDC		6.00	147,688
53	EIA		0.19	4,677
54	Terrenos	m2	0.0	-
COSTO TOTAL				3,081,513

B



87

ADICION 1 INT. 230 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	-	65,250	-
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	-	8,940	-
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	Autotransformador 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	162,000	162,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	164,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	24,000	24,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	2	20,760	41,520
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	3	6,500	19,500
17	Pararrayos 96 KV	-	4,400	-
18	CT 230 KV	6	19,000	114,000
19	CT 115 KV	-	11,000	-
20	PT 230 KV	3	14,000	42,000
21	PT 115 KV	-	11,600	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotransformador 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	-	300,000	-
29	Banco de Capacitores 115 KV 15 MVAR	-	200,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	9,000	-
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	-	6,900	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			403,020
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			403,020
			% Sobre ítem de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	20,151
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	48,362
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	201,510
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	282,114
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	60,453
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	100,755
	SUB TOTAL SUMINISTRO			1,116,365
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	167,455
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	279,091
	TOTAL COSTO BASE			1,562,912
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	78,146
48	Diseño		3.00	46,887
49	Ingeniería		4.00	62,516
50	Administración		4.00	62,516
51	Inspección		3.00	46,887
52	IDC		6.00	93,775
53	EIA		0.19	2,970
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			1,956,609



ADICION 2 INT. 230 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	-	65,250	-
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	-	8,940	-
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	Autotransformador 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	162,000	324,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	164,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	24,000	24,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	4	20,760	83,040
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	3	6,500	19,500
17	Pararrayos 96 KV	-	4,400	-
18	CT 230 KV	12	19,000	228,000
19	CT 115 KV	-	11,000	-
20	PT 230 KV	3	14,000	42,000
21	PT 115 KV	-	11,600	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 KV	-	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotransformador 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	-	300,000	-
29	Banco de Capacitores 115 KV 15 MVAR	-	200,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	9,000	-
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	-	6,900	-
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO				720,540
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN				720,540
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	36,027
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	86,465
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	360,270
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	504,378
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	108,081
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	180,135
SUB TOTAL SUMINISTRO				1,995,896
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	299,384
46	Obras Cíviles Generales	lote	25.00	498,974
TOTAL COSTO BASE				2,794,254
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	139,713
48	Diseño		3.00	83,828
49	Ingeniería		4.00	111,770
50	Administración		4.00	111,770
51	Inspección		3.00	83,828
52	IDC		6.00	167,655
53	EIA		0.19	5,309
54	Terrenos	m2	0.0	-
COSTO TOTAL				3,498,127

18



ADICION 3 INT. 230 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	-	65,250	-
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	-	8,940	-
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	Autotransformador 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	162,000	486,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	164,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	2	24,000	48,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	6	20,760	124,560
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	6	6,500	39,000
17	Pararrayos 96 KV	-	4,400	-
18	CT 230 KV	18	19,000	342,000
19	CT 115 KV	-	11,000	-
20	PT 230 KV	6	14,000	84,000
21	PT 115 KV	-	11,600	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotransformador 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	-	300,000	-
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	200,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	9,000	-
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	-	6,900	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			1,123,560
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			1,123,560
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	56,178
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	134,827
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	561,780
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	786,492
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	168,534
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	280,890
	SUB TOTAL SUMINISTRO			3,112,261
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	466,839
46	Obras Cíviles Generales	lote	25.00	778,065
	TOTAL COSTO BASE			4,357,166
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	217,858
48	Diseño		3.00	130,715
49	Ingeniería		4.00	174,287
50	Administración		4.00	174,287
51	Inspección		3.00	130,715
52	IDC		6.00	261,430
53	EIA		0.19	8,279
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			5,454,736

A



90

ADICION 3 INT. 500 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Transformadores 500/230 KV 150 MVA	-	9,000,000	-
2	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	654,000	-
3	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 500 KV	-	4,200,000	-
4	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	3	486,000	1,458,000
5	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	492,000	-
6	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	2	72,000	144,000
7	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	6	62,280	373,680
8	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	42,000	-
9	Pararrayos 192 KV	6	19,500	117,000
10	CT 230 KV	18	57,000	1,026,000
11	PT 230 KV	6	42,000	252,000
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO				3,370,680
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN				3,370,680
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
12	Sistema de puesta a tierra	lote	5,00	168,534
13	Servicios auxiliares	lote	12,00	404,482
14	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50,00	1,685,340
15	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70,00	2,359,476
16	Equipo de Comunicaciones	lote	15,00	505,602
17	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25,00	842,670
SUB TOTAL SUMINISTRO				9,336,784
			% sobre Subtotal Suministro	
18	Montaje	lote	15,00	1,400,518
19	Obras Civiles Generales	lote	25,00	2,334,196
TOTAL COSTO BASE				13,071,497
			% sobre Total Costo Base	
20	Contingencias		5,00	653,575
21	Diseño		3,00	392,145
22	Ingeniería		4,00	522,860
23	Administración		4,00	522,860
24	Inspección		3,00	392,145
25	IDC		6,00	784,290
26	EIA		0,19	24,836
27	Terrenos	m2	0,0	-
COSTO TOTAL				16,364,207

B



Criterios Básicos para la Selección Óptima del Conductor

B



CRITERIOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN ÓPTIMA DE CONDUCTORES

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 conductores 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 KVrms/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, basta establecer el límite mínimo de tensión operacional 10% arriba del nominal, valor para el 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 μ V/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.
4. 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.
 5. 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.
 6. 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.

R



Requerimientos Técnicos Mínimos de Protección para Subestaciones y Líneas de Transmisión

R



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 pérdida 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.

B



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 característica 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 cuatro 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.

B



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.

B