

GACETA OFICIAL

ORGANO DEL ESTADO

AÑO XCVII

PANAMÁ, R. DE PANAMÁ MIÉRCOLES 30 DE MAYO DE 2001

Nº 24,312

CONTENIDO

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

RESOLUCION Nº JD-2774

(De 10 de mayo de 2001)

"POR LA CUAL SE APRUEBA EL PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CON RESPECTO AL PLAN DE GENERACION Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES."

PAG. 1

AVISOS Y EDICTOS PAG. 75

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

RESOLUCION Nº JD-2774

(De 10 de mayo de 2001)

Por la cual se aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional con respecto al Plan de Generación y se dictan otras disposiciones

El Ente Regulador de los Servicios Públicos
en uso de sus facultades legales

CONSIDERANDO:

1. Que mediante la Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, modificada por la Ley No. 24 de 30 de junio de 1999, se creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, modificada por el Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, establece el régimen a 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 3 del artículo 79 de la Ley No. 6 de 1997, otorga a la Empresa de Transmisión la responsabilidad de preparar el Plan de Expansión para el sistema interconectado nacional, el cual será de obligatorio cumplimiento durante los primeros cinco (5) años de vigencia de la Ley;
4. Que el artículo 19 de la Ley No. 6 de 1997, establece que las empresas de distribución y generación suministrarán a la Empresa de Transmisión la información necesaria para

GACETA OFICIAL

ORGANO DEL ESTADO

Fundada por el Decreto de Gabinete N° 10 del 11 de noviembre de 1903

LICDO. JORGE SANIDAS A.
DIRECTOR GENERAL

LICDA. YEXENIA I. RUIZ
SUBDIRECTORA

OFICINA
Calle Quinta Este, Edificio Casa Alianza, entrada lateral
primer piso puerta 205, San Felipe Ciudad de Panamá,
Teléfono: 227-9833 - Fax: 228-8631
Apartado Postal 2189
Panamá, República de Panamá
**LEYES, AVISOS, EDICTOS Y OTRAS
PUBLICACIONES**
PRECIO: B/. 3.20

Dirección General de Ingresos
IMPORTE DE LAS SUSCRIPCIONES
Mínimo 6 Meses en la República: B/. 18.00
Un año en la República B/.36.00
En el exterior 6 meses B/.18.00, más porte aéreo
Un año en el exterior, B/.36.00, más porte aéreo
Todo pago adelantado.

Impreso en los talleres de Editora Dominical, S.A.

preparar el plan de expansión, según se establezca en el reglamento o lo determine el Ente Regulador, y que la empresa de Transmisión consultará la opinión de dicho plan con las empresas mencionadas, y que el mismo deberá ser sometido a la aprobación del Ente Regulador;

5. Que adicionalmente contempla el artículo 19 mencionado, que el plan de expansión deberá ser actualizado o revisado anualmente, o cuando se presenten cambios de importancia en los supuestos, proyecciones o criterios que lo sustentan;
6. Que el artículo 4 del Decreto Ejecutivo No. 22 del 19 de junio de 1998, que reglamenta la Ley No. 6 de 1997, contempla que a más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará al Ente Regulador y a la Comisión de Política Energética los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalle de la información base ~~utilizada para su elaboración;~~
7. Que mediante nota No. ETE-GTRANS-GP-033-00 del 15 de noviembre de 2000, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., remitió el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, el cual incluye el plan de expansión de los sistemas de generación y transmisión;
8. Que el Ente Regulador analizó el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, presentado por la Empresa de Transmisión, S.A., y encontró conforme el correspondiente al sistema de transmisión, y observó que el sistema de generación debería ser corregido en varios aspectos;
9. Que el Ente Regulador emitió la Resolución No. JD-2627 de 31 de enero de 2001 mediante la cual aprobó el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional en lo relativo al Sistema de Transmisión;
10. Que en el Artículo Segundo de la parte resolutive de la Resolución JD-2627, antes mencionada, el Ente Regulador ordenó a la Empresa de Transmisión S. A. corregir los siguientes aspectos del Plan de Expansión del sistema de generación:

“1. Utilizar la proyección de demanda correspondiente al escenario moderado del Informe Indicativo de Demanda, vigente a la fecha de elaboración del Plan de Generación, para realizar los análisis del plan de generación recomendado.

2. Utilizar como precios iniciales de los combustibles derivados del petróleo, los precios de paridad suministrados por el Ministerio de Comercio e Industria, de los últimos doce (12) meses anteriores a la fecha en que se inicie la preparación del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.
 3. Utilizar para la proyección de los precios de los energéticos aquellos que se deriven de las proyecciones de precios de organismos internacionales especializados, como por ejemplo: Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, la Agencia Internacional de Energía o las Naciones Unidas.
 4. Revisar y sustentar la potencia firme de largo plazo que se asigna dentro del Plan de Generación a la Autoridad del Canal de Panamá.”
11. Que mediante Nota No. ETE-GTRANS-GP-023-2001 del 20 de febrero de 2001, ETESA sometió a consideración del Ente Regulador una versión corregida del Plan de Expansión del sistema de generación en el que se corrige satisfactoriamente lo ordenado en los puntos 1, 2, y 3 de la Resolución No. JD-2627, arriba citada;
 12. Que mediante Nota ETE-GTRANS-GP-032-01 del 18 de abril de 2001, ETESA remitió al Ente Regulador la información necesaria para sustentar la potencia firme asignada a la Autoridad del Canal de Panamá, cumpliendo así con el requerimiento del punto 4 del Artículo Segundo de la parte resolutive de la Resolución No. JD-2627 de 2001;
 13. Que el numeral 25 del artículo 20 de la Ley No. 6 de 1997, atribuye al Ente Regulador realizar los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la Ley.

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la actualización del Plan de Expansión, correspondiente al sistema de generación, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., el cual está contenido en el Anexo A de la presente Resolución, formando parte integral de la misma.

SEGUNDO: ADVERTIR que la actualización del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al sistema de generación de que trata el artículo Primero de esta Resolución, regirá hasta la actualización que se apruebe para el año 2001.

TERCERO: La presente Resolución regirá a partir de su notificación y sólo admite el Recurso de Reconsideración, que deberá interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, contados a partir de la notificación de esta Resolución, el cual una vez resuelto agota la vía gubernativa.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, modificada por la Ley No. 24 de 30 de junio de 1999; Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998; Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 y disposiciones concordantes.

PROMÚLGUESE, NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE,

HORACIO ROBLES
Director Encargado

RAFAEL A. MOSCOTE
Director

ALEX ANEL ARROYO
Director Presidente

PLAN DE EXPANSION DE GENERACION

SECCION No.1

**PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA
DE GENERACION**

1. INTRODUCCION.....

2. CRITERIOS Y PARAMETROS.

3 PRONOSTICO DE LA DEMANDA.....

4 SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE.....

5 SISTEMA DE GENERACION FUTURO.....

6 CONCESIONES DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS.

7 PRONOSTICO DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES.....

8 PLANES DE EXPANSION.

9 REGLAS COMERCIALES DEL MERCADO MAYORISTA.

10 PLAN DE EXPANSION RECOMENDADO.

11 COSTOS MARGINALES.....

12 CONCLUSIONES.....

13 PLANES INDICATIVOS REGIONALES.....

ANEXOS

ANEXO 1 PRONOSTICOS DE ENERGIA Y DEMANDA.

ANEXO 2 BALANCE DE CAPACIDAD FIRME PLAN DE EXPANSION RECOMENDADO.

ANEXO 3 DESPACHO DEL PLAN DE EXPANSION RECOMENDADO.

ANEXO 4 HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES UTILIZADAS.

ANEXO 5 BASE DE DATOS.

PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION 2000 - 2015

1. INTRODUCCION.

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., tiene la responsabilidad de elaborar el plan de expansión de generación para el Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997. El plan de expansión del sistema de generación es de carácter normativo durante los primeros cinco años de vigencia de esta ley y a partir del sexto año de la entrada en vigencia de la presente Ley, tendrá carácter meramente indicativo.

El plan de expansión de generación está basado en los criterios y políticas para la expansión del sistema interconectado nacional a largo plazo, de manera que los planes para atender la demanda sean suficientemente flexibles y adaptables a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales y que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por la Comisión de Política Energética, según lo establecido en los Artículos 18 y 19 de la Ley No.6 de 3 de Febrero de 1997 y los Artículos 1, 2 y 4 del Decreto Ejecutivo No.22 de 19 de Junio de 1998, por el cual se reglamenta la Ley No.6 de 1997.

Las empresas de distribución y de generación suministrarán a la Empresa de Transmisión la información necesaria para preparar el plan de expansión anualmente.

Este documento presenta los resultados correspondientes a la revisión y actualización del plan para el periodo comprendido entre 2000 – 2015, con especial énfasis en el establecimiento de los requerimientos de suministro de potencia y energía del sistema.

El plan de expansión recomendado se obtiene luego de efectuar diferentes tipos de análisis, que van desde la definición de escenarios, la inclusión de las incertidumbres asociadas al crecimiento de la demanda, a la hidrología, costos de los combustibles y a la entrada en operación de los proyectos, la obtención de planes de expansión de mínimo costo, las consideraciones respecto a las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista y los análisis de robustez del plan recomendado.

2. CRITERIOS Y PARAMETROS.

a. Criterios Generales.

El plan de Expansión recomendado se obtiene a partir de los diferentes tipos de análisis

que van desde la obtención de un plan económicamente óptimo, basado en el criterio de mínimo costo hasta la cobertura de la demanda máxima de generación por la capacidad firme del sistema.

b. Criterio de Mínimo Costo.

Es la obtención del plan de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo el criterio de confiabilidad y calidad de suministro, y que a su vez genere un beneficio óptimo.

c. Criterio de Confiabilidad.

Los criterios de Confiabilidad utilizados son los siguientes:

Energía:

- I) Para ningún año del periodo de planificación se permiten déficits de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas.
- II) No se permiten déficits de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del periodo de planificación en todas las series hidrológicas.

Estos criterios brindan la seguridad de un suministro de energía y de potencia, debido a que valoran el hecho de que el sistema de generación es predominantemente hidráulico y, en consecuencia, que las incertidumbres derivadas de las aleatoriedades de caudales son más importantes que las provenientes de salidas forzadas de unidades de generación, sin descuidar el cubrimiento de la capacidad de punta del sistema.

Potencia:

Las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista establecen la obligación de las empresas distribuidoras a contratar potencia firme. Por lo tanto la reserva de confiabilidad de largo plazo queda debidamente cubierta.

d. Costo de Racionamiento.

En el planeamiento de la expansión a largo plazo solo se considera la energía no servida debida a racionamiento. Los costos de la energía no servida varían dependiendo del origen, duración, región y tipo de usuarios.

El costo del KWh no servido durante el racionamiento está definido por el nivel de pérdidas económicas producidas por la suspensión del servicio. La función de costos de racionamiento adoptado es consistente con el criterio de confiabilidad utilizado con valores similares a los utilizados por otros países latinoamericanos y a los obtenidos del estudio "Costo de la Energía No Servida" de julio de 1997.

Los costos de déficit utilizados son de 350 \$/MWh para racionamientos iguales o inferiores al 2% de la demanda y de 800 \$/MWh para racionamientos por encima del 2% de la demanda.

e) Parámetros Técnicos y Económicos.

A continuación se enlistan los parámetros aplicables al estudio de expansión:

1. Dos escenarios de crecimiento de demanda máxima y de energía neta, con base en los pronósticos hechos por ETESA estimados a Septiembre 1999.

2. Horizonte de planeamiento de 16 años, con un periodo de extensión de 3 años, a partir del año 2000.
3. Criterios de confiabilidad de energía y de potencia, tal como se menciona en el punto d.
4. Se fija el Complejo Estí (Guasquitas-Canjilones) como proyecto en construcción para entrar en operación en Octubre de 2003.
5. Se utilizan para las inversiones costos de mercados.
6. Para los pronóstico de precio de los combustibles se estableció 3 proyecciones:
 1. Proyección con año base de **28 \$/BBI para el Búnker C** y utilizando las tendencias del AEO2000 escenario alto, elaborado por EIA/DOE.
 2. Proyección con año base de **32 \$/BBI para el Búnker C** y utilizando las tendencias del AEO2000 escenario alto, elaborado por EIA/DOE.
Los años base de las proyecciones ya mencionadas, son valores proporcionados por la Comisión de Política Energética (COPE).
 3. Proyección con año base, **el promedio de los posteos históricos publicados por el MICI de Abril de 1999 a Marzo de 2000** y utilizando las tendencias del AEO2000 escenario moderado, elaborado por el EIA/DOE.
7. Tasa de descuento igual al 12%, por sugerencia del BID.
8. Al primer año de entrada del combustible gas natural a Panamá ~~en el año 2004, se~~ convierte el Ciclo Combinado BLM de 160 MW de Diesel Marino a Gas Natural.

3 PRONOSTICO DE LA DEMANDA.

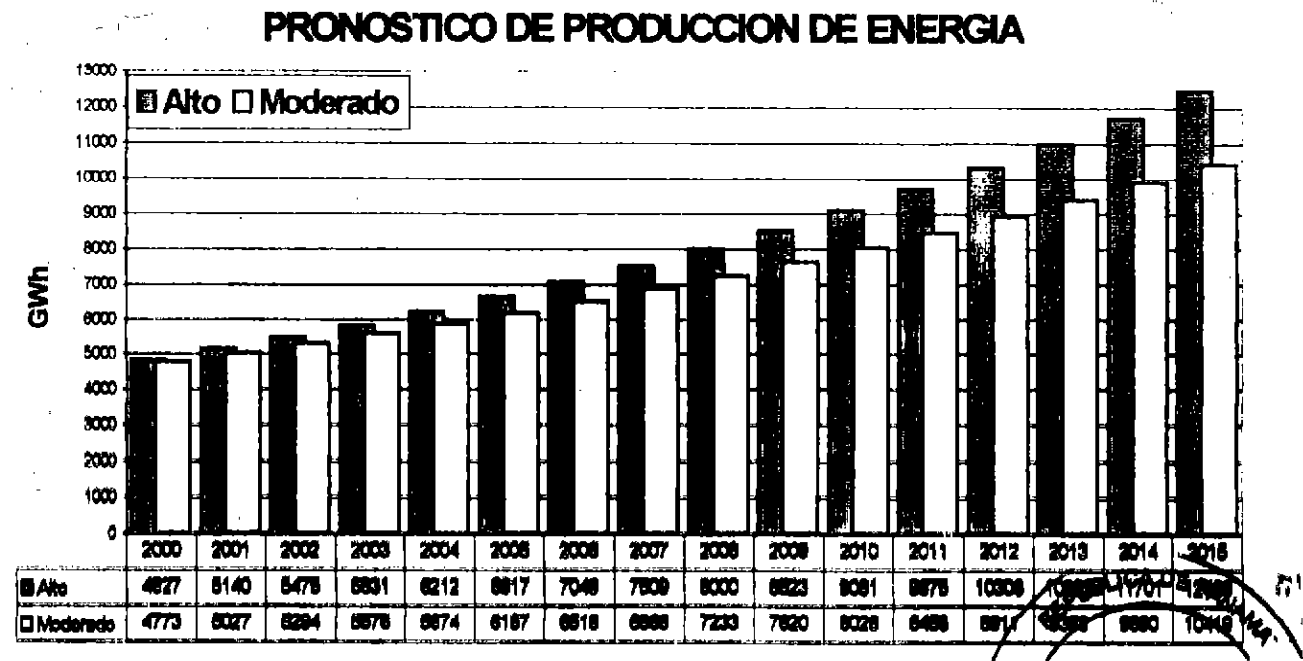
El pronóstico de la demanda de energía eléctrica se obtiene del Informe Indicativo de Demanda, Años 2000-2009 elaborado por la Gerencia de Planeamiento de ETESA, el 29 de septiembre de 1999, de acuerdo a lo establecido en las Reglas del Mercado Mayorista.

Las incertidumbres asociadas al crecimiento de la demanda se acotan definiendo dos escenarios de demanda, tanto para la energía como para la demanda máxima, esto es, un escenario de crecimiento moderado o promedio y un escenario alto.

Los escenarios se basan en primer lugar en la probable evolución de las ventas de los Agentes Consumidores - Empresa de Distribución Metro Oeste, Empresa de Distribución de Chiriquí y ELEKTRA NOROESTE S. A.- como resultado de un análisis econométrico en que se considera el crecimiento económico, el proceso tecnológico, los precios y la situación política, variables que influyen de diverso modo en la demanda del servicio eléctrico.

El gráfico No.1 nos presenta las proyecciones de producción de energía para el período 2000 - 2015, de los escenarios de crecimiento moderado y alto.

GRAFICO No.1

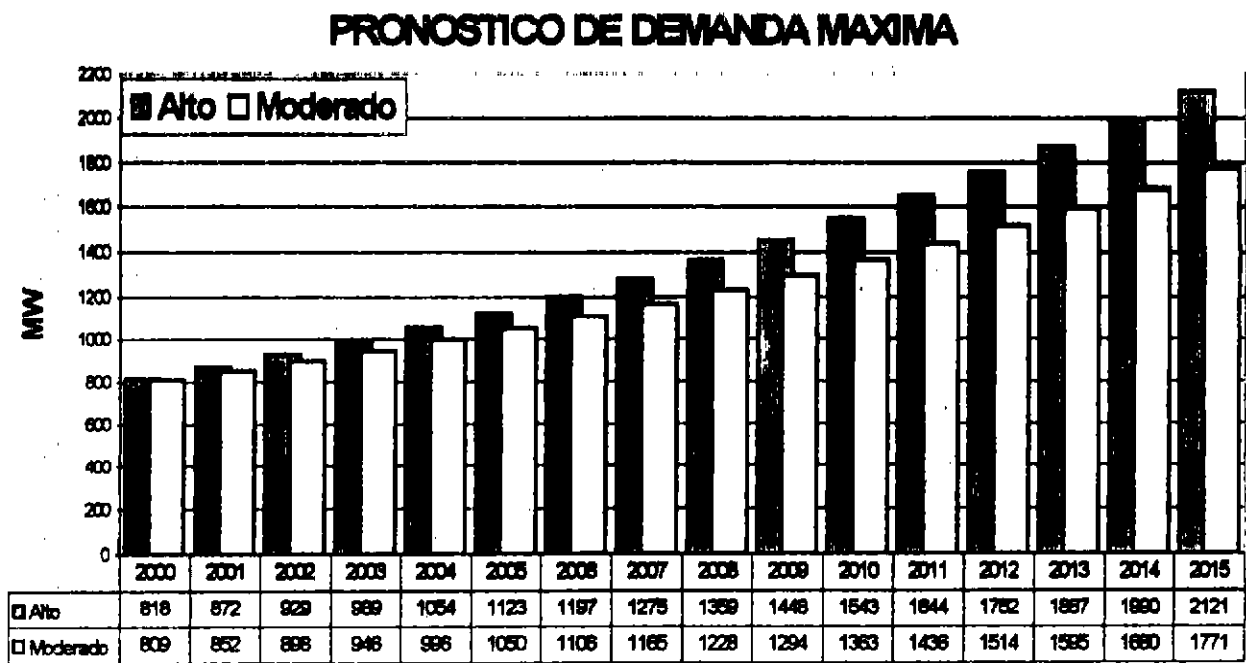


El escenario moderado presenta un crecimiento de 4.8 % en generación neta y de 4.9% en demanda máxima de 1998-1999, la tasa de crecimiento se eleva a 6.0% y 6.2% respectivamente del 1999-2000. Estas tasas reflejaran un probable crecimiento adicional en el consumo final por la implementación a partir de noviembre 1998, de una disminución significativa en las tarifas de los clientes regulados en el país. Sin embargo, este efecto es compensado en parte por la disminución de la demanda en consecuencia a los planes en ejecución de reducción gradual y global de las pérdidas en distribución.

Para el período 2000 - 2009 el escenario moderado presenta una tasa de crecimiento promedio anual de 5.4% en energía y potencia, mientras que el escenario de crecimiento alto en energía y potencia muestra una tasa de 6.5%. Estos estimados de crecimiento son menores que los presentados en el Plan de Expansión de 1999.

El gráfico No.2 nos presenta las proyecciones de demanda máxima de potencia del período 1999 – 2015, para ambos escenarios de crecimiento: moderado y alto.

GRAFICO No.2



El Anexo 1 de este informe, presenta el resumen de los datos utilizados para la elaboración de las gráficas respectivas, de acuerdo al Informe Indicativo de Demanda, años 2000-2009, de la Gerencia de Planeamiento de ETESA. En este anexo se muestra en mayor detalle la data que soporta los pronósticos de energía para el período de estudio.

4 SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE.

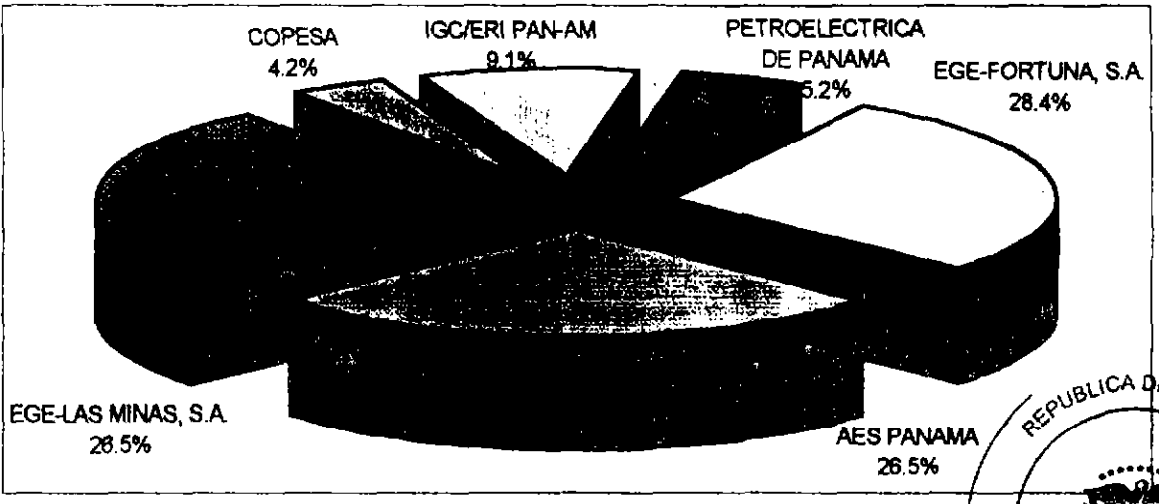
El sistema de generación existente está formado por los Agentes Productores del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá y que actualmente tienen una capacidad instalada total de 1055.00 MW.

A continuación en el Cuadro No.1 se detallan los diferentes agentes actuales con su capacidad instalada (MW), mientras que en el Gráfico No.3 se muestra la distribución porcentual de los agentes productores.

CUADRO N°1

AGENTE PRODUCTOR	CAPACIDAD INSTAL. MW	%
EGE-FORTUNA, S.A.	300.00	28.4
AES PANAMA	280.00	26.5
EGE-LAS MINAS, S.A.	280.00	26.5
COPESA	44.00	4.2
IGC/ERI PAN-AM	96.00	9.1
PETROELECTRICA DE PANAMA	55.00	5.2
TOTAL (MW)	1055.00	100.0

GRAFICO No.3



a. Sistema de Generación Hidroeléctrico.

Las principales hidroeléctricas de la República de Panamá están localizadas en la provincia de Chiriquí, las cuales podemos mencionar, La Estrella, Los Valles y Fortuna la más importante del sistema, donde las dos primeras son de pasada mientras que la última es de embalse. Hacia el lado Este de la provincia de Panamá se encuentra la segunda Hidroeléctrica de embalse de mayor tamaño, Bayano. Adicional existen generadoras de capacidades menores y que operan del lado de las distribuidoras que se detallan en el Cuadro No.3

b. Sistema de Generación Termoeléctrico.

El principal plantel térmico se localiza en la provincia de Colón, Bahía Las Minas junto con Petroeléctrica de Panamá. En la provincia de Panamá se ubican el resto de las plantas térmicas, en el lado Oeste de la ciudad de Panamá, se encuentra PAN-AM y en centro de la ciudad dentro de las instalaciones de la Subestación Panamá las turbinas de gas de AES Panamá y COPESA localizada hacia el lado Este de la ciudad de Panamá.

En el Cuadro No.2 muestra las plantas de generación existentes.

CUADRO No.2

AGENTE PRODUCTOR	NOMBRE DE LA PLANTA	NUMERO DE UNIDADES	TIPO DE PLANTA	CAPACIDAD INSTAL. MW
EGE-FORTUNA, S.A.	Fortuna	3	Hidroeléctrica	300.00
AES PANAMA	Bayano	2	Hidroeléctrica	150.00
AES PANAMA	TG Panamá	2	Termoeléctrica	40.00
AES PANAMA	La Estrella	2	Hidroeléctrica	42.00
AES PANAMA	Los Valles	2	Hidroeléctrica	48.00
EGE-LAS MINAS, S.A.	BLM-2	1	Termoeléctrica	40.00
EGE-LAS MINAS, S.A.	BLM-3	1	Termoeléctrica	40.00
EGE-LAS MINAS, S.A.	BLM-4	1	Termoeléctrica	40.00
EGE-LAS MINAS, S.A.	Ciclo Comb.BLM	4	Termoeléctrica	160.00
COPESA	Copesa	1	Termoeléctrica	44.00
IGC/ERI PAN-AM Thermal	Pan_Am	6	Termoeléctrica	96.00
PETROELECTRICA DE PANAMA	PEP	11	Termoeléctrica	95.00
TOTAL (MW)				

c. Pequeñas Hidroeléctricas.

Son aquellas generadoras de menor capacidad que se encuentran del lado de las distribuidoras, es decir como generación propia (la planta pertenece a la empresa distribuidora) o por contratación (la distribuidora contrata el total de su generación al agente productor).

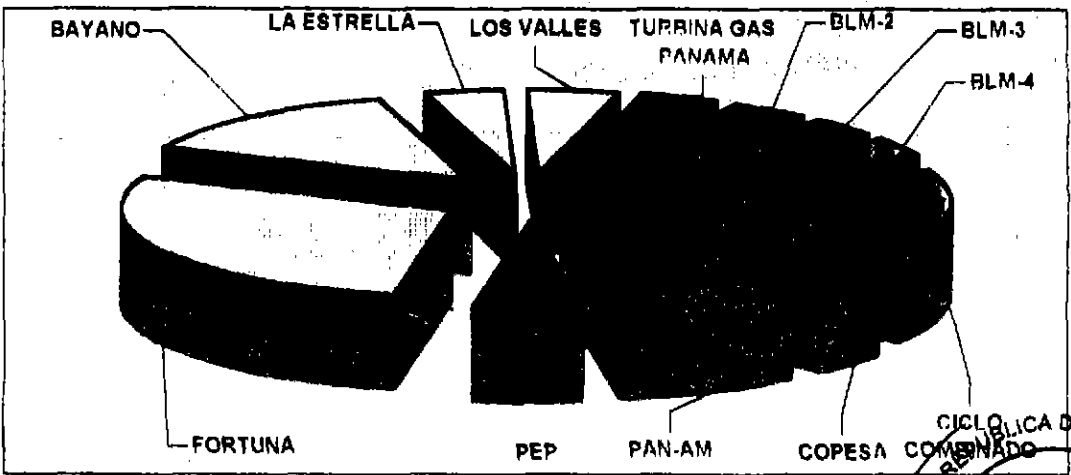
A continuación en el Cuadro No.3 se muestra las plantas hidros pequeñas existentes.

CUADRO No.3

AGENTE DE MERCADO	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	CAPACIDAD INSTAL. KW
EDEMET	La Yeguada	Hidroeléctrica	7000.00
EDECHI	Dolega	Hidroeléctrica	3040.00
EDECHI	Macho de Monte	Hidroeléctrica	770.00
HIDRO PANAMA	Antón 1	Hidroeléctrica	1500.00
TOTAL (KW)			12310.00

La capacidad instalada total del Sistema Interconectado Nacional es de 1055 MW, de los cuales 540 MW corresponden a las plantas hidroeléctricas y 515 MW a las plantas térmicas, lo que reflejaría en un 51.2% para las Hidros y un 48.8% para las termos. En el gráfico No.4 se muestra la composición de plantas Hidros y Termos.

GRAFICO No. 4



d. Autogeneradores.

Se define como Autogenerador, persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados; pero que puede vender excedentes a ETESA y otros Agentes del Mercado.

Para fines del presente estudio, el único Autogenerador declarado es la Autoridad del Canal del Panamá (ACP). , el cual tiene instalado plantas hidroeléctricas y térmicas manteniendo como prioridad el buen funcionamiento del Canal de Panamá. Sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en la oferta de sus excedentes de energía y potencia.



A continuación se muestra en el Cuadro No.4 las unidades de generación de la ACP.

CUADRO No.4

HIDROELECTRICA			TERMoeLECTRICA		
PLANTA	TIPO	CAPACIDAD INSTAL. MW	PLANTA	TIPO	CAPACIDAD INSTAL. MW
Gatún-1	Embalse	3	Miraflores-1	Turbina de Gas	10
Gatún-2	Embalse	3	Miraflores-2	Turbina de Gas	10
Gatún-3	Embalse	3	Miraflores-3	Turbina de Vapor	22
Gatún-4	Embalse	4.5	Miraflores-4	Turbina de Vapor	33
Gatún-5	Embalse	4.5	Miraflores-5	Turbina de Gas	18
Gatún-6	Embalse	4.5			
Madden-1	Embalse	12			
Madden-2	Embalse	12			
Madden-3	Embalse	12			

Con el aumento de la Cuenca del Canal se prevé una expansión hidroeléctrica para los años 2012 y 2013, que podemos ver en las Concesiones Otorgadas por el ERSP (Ver Capítulo 6, cuadro No.8).

e. Retiro de Plantas Térmicas.

El estudio contempla un programa de retiro de unidades térmicas proporcionado por los Agentes productores.
A continuación en el Cuadro No.5 se muestra el programa de retiro de las plantas.

CUADRO N°5

AGENTE PRODUCTOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	CAPACIDAD INSTAL MW	AÑO DE RETIRO
AES PANAMA	TG Panamá	Termoeléctrica	40.00	2010
EGE-LAS MINAS, S.A.	BLM-2	Termoeléctrica	40.00	2010
EGE-LAS MINAS, S.A.	BLM-3	Termoeléctrica	40.00	2012
EGE-LAS MINAS, S.A.	BLM-4	Termoeléctrica	40.00	2012

5 SISTEMA DE GENERACION FUTURO.

a. Proyectos Hidráulicos.

El catálogo de proyectos hidroeléctricos candidatos al plan de expansión incluyen aquellos proyectos con estudios de reconocimiento, prefactibilidad o factibilidad.

El proyecto hidroeléctrico Estí que actualmente se encuentra en la etapa de construcción, para fines del estudio se mantuvo la misma información utilizada del año 1999, debido a que AES PANAMA al momento de la actualización de la base de datos no contaban con la información oficial y que posteriormente proporcionaría la actualización del proyecto Estí.

El Cuadro No.6 muestra las características generales de los proyectos hidráulicos candidatos considerados en el estudio de expansión.

CUADRO N°6

PROYECTOS	TIPO DE PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA MW	ENERGIA PROM. ANUAL GWh	COSTO FIJO O&M \$/KW-Año	COSTO DE CONSTRUCCION \$/KW
Guasquitas	Filo de Agua	84.0	449.0	5.0	1817.9
Canjllones	Filo de Agua	34.8	178.0	5.0	1816.1
Gualaca	Filo de Agua	28.0	127.0	5.0	1597.1
Los Añiles	Filo de Agua	35.0	160.0	5.0	1882.6
Chiriquí	Filo de Agua	54.0	291.0	5.0	1695.0
Barú	Embalse	150.0	800.0	5.0	1988.7
Chan75	Embalse	158.0	813.0	5.0	1249.0
Chan140	Embalse	132.0	661.0	5.0	1375.5
Chan220	Filo de Agua	126.0	551.0	5.0	1806.0
Santa María	Embalse	30.5	136.0	5.0	1229.5
Pando	Filo de Agua	32.0	174.0	5.0	1537.2
Monte Lirio	Filo de Agua	50.0	288.0	5.0	1545.8

Nota:
El Costo de Inversión de los Proyectos Hidroeléctricos no incluye el Costo de la Transmisión.

b. Proyectos Térmicos.

El catálogo de plantas generadoras térmicas consiste de aquellas cuyas tecnologías son las más atractivas en el mercado actualmente. El tamaño adecuado de las unidades se selecciona bajo criterios relacionados con la estabilidad del sistema.

El cuadro No.7 presenta las características generales de los proyectos térmicos candidatos contemplados en el estudio.

CUADRO N°7

PROYECTOS	CAPACIDAD INSTALADA MW	RENDIMIENTO BTU/KWh	TIPO DE COMBUSTIBLE	O&M		COSTO DE CONSTRUCCION \$/kW
				FIJO \$/KVA/año	VARIABLE \$/MWh	
Turb. Gas Aeroderivada	50	8244	Diesel Liviano	15.00	3.50	400.0
Turb. Gas Heavy Duty	50	11566	Diesel Liviano	9.38	2.70	450.0
Motores Media Velocidad	100	7774	Bunker C	51.30	8.70	875.0
Ciclo Combinado	100	7869	Diesel Liviano	39.24	2.40	600.0
Ciclo Combinado	150	7584	Diesel Liviano	31.89	1.95	550.0
Turbina de Gas	100	10429	Gas Natural	6.25	1.80	400.0
Ciclo Combinado	150	7110	Gas Natural	28.67	1.65	550.0
Ciclo Combinado	250	6828	Gas Natural	28.08	1.50	500.0
Carbón 150	150	9751	Carbón	68.99	4.50	1500.0
Carbón 250	250	10182	Carbón	64.39	4.20	925.0

Nota:

El Costo de Inversión de los Proyectos Termoeléctricos no incluye el Costo de la Transmisión.

c..Otras Alternativas de Generación.**CARBON Y GAS NATURAL.**

Ante la necesidad de contar en el futuro con alternativas viables a los aumentos de precios de los derivados pesados del petróleo por efecto directo del incremento y especulación del crudo y la necesidad de mantener un sistema hidrotérmico para evitar el racionamiento de energía durante los periodos de sequía causados por el fenómeno del "Niño", es imperante diversificar las fuentes térmicas de generación ^{incluyendo} alternativas como el Carbón y el Gas Natural, este último pudiendo provenir en forma líquida o gaseosa. Los altos precios de los combustibles de generación ^{incluyendo} tienen consecuencias directas en los costos de la generación térmica, por lo cual el país se orienta a la aplicación de una política energética de mejorar la oferta eléctrica, enfocada en mantener el costo final de la energía en niveles aceptables.

Uno de estos caminos viables es promover en el mediano plazo, el uso del carbón y del gas natural como los combustibles mas adecuados, para que en conjunto con las innovaciones tecnológicas de ciclos combinados, Aeroderivadas y turbinas de gas de alta eficiencia, se abaraten en lo posible los requerimientos térmicos de expansión del sistema.

EOLICA.

Adicionalmente, al desarrollo de los cuantificables recursos hidráulicos potenciales con que cuenta el país, la política energética actual considera necesario estudiar la posibilidad de generar electricidad a nivel comercial con la fuerza del viento. Una de las primeras formas de energía de derivación solar que utilizó el hombre para obtener energía mecánica. La generación eólica es competitiva con otras formas de generación eléctrica en sitios con buen régimen de viento.

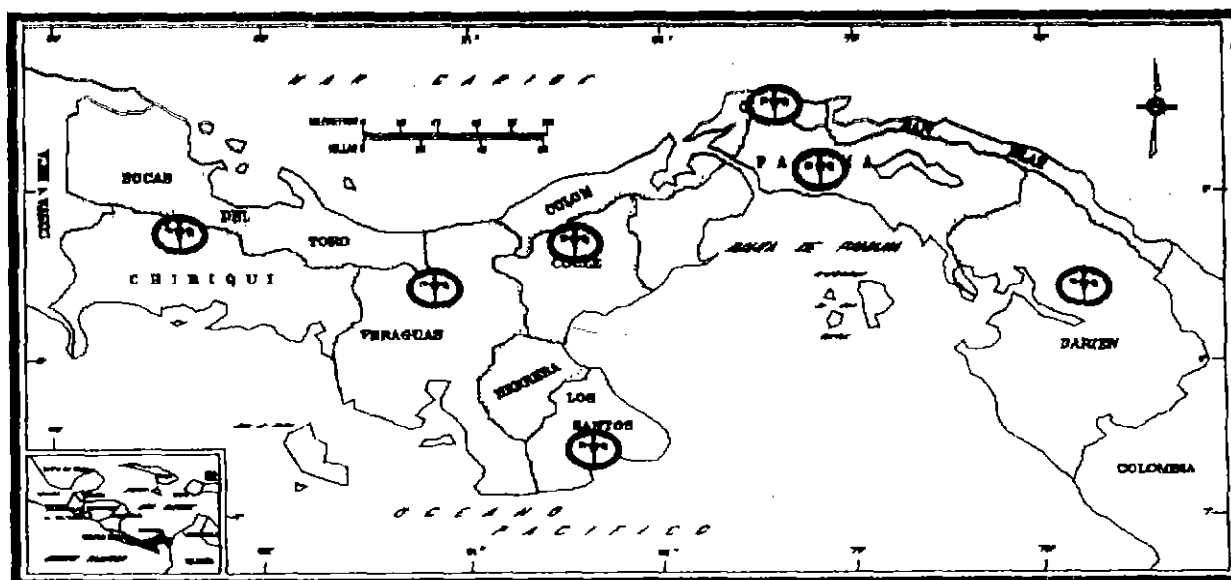
En una evaluación preliminar del recurso eólico en Panamá, - elaborada en 1981- muestra que las áreas con mayores recursos eólicos está en la Costa del Caribe y en los pasos de vientos a lo largo de la cordillera Central. Los vientos Alisios cruzan transversalmente Panamá al igual que la vecina Costa Rica, que ya aprovecha en más de 60 MW esta energía renovable.

Actualmente, Panamá elabora un estudio con el fin de identificar las barreras que impiden el desarrollo de la fuente eólica como parte de la oferta eléctrica. Los objetivos específicos del estudio son:

- la valoración precisa del potencial y la factibilidad de generar electricidad a nivel de agente generador,
- el entrenamiento de personal panameño en el monitoreo, análisis, evaluación de los recursos eólicos,
- La identificación de las barreras y presentación de una estrategia de desarrollo de la fuente.

La determinación del potencial eólico se realiza con la instalación y el monitoreo de siete torres de medición de la velocidad y orientación del viento a lo largo del país, especialmente en algunos sitios con antecedentes de regímenes de viento excelentes para la posible implementación de granjas eólicas que refuercen la oferta eléctrica del país.

En el gráfico No.5 presentamos la distribución geográfica de los sitios de monitoreo que se utilizan para la determinación del potencial del recurso eólico.

GRAFICO No.5

⊕ Torres con sistemas de registros del viento

Competencia.
De acuerdo a las normas del mercado eléctrico de Panamá, todos los proyectos nacionales, tanto térmicos como hidroeléctricos y cualquier nueva alternativa de generación eléctrica, deben competir entre sí en la determinación de los planes de expansión óptimos (mínimo costo). Además los proyectos nacionales compiten con la generación importada que pueda llegar a los centros de carga.

Los planes de expansión se obtienen como resultado de minimizar la función objetivo de costos de inversión, transmisión, operación, mantenimiento y el costo de la energía no servida correspondientes.

6 CONCESIONES DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS.

En el marco de la Ley No. 6 de Febrero de 1997 se establece que el Ente Regulador de los Servicios Públicos ERSP tiene la facultad de otorgar concesiones de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos.
A continuación en los cuadros No. 8 y 9 se enlistan los proyectos hidroeléctricos Concesionados.

CUADRO No.8

Concesiones Otorgadas				
Proyecto	Provincia	Capacidad Instal. MW	Año Mínimo Operación	Agente Productor
Gueasquitas	Chiriquí	84	2003	AES
Canjilonés	Chiriquí	34.8	2004	AES
Coclé del Norte	Coclé - Panamá	150	2012	ACP
Indio I	Coclé - Panamá	25	2013	ACP
Indio II	Coclé - Panamá	25	2013	ACP

7 PRONOSTICO DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES.

Los precios de los combustibles convencionales (Búnker C, Diesel liviano y Diesel Marino) para la generación térmica a utilizarse, se considero como punto de partida el año 2000 con un valor consonó a la realidad actual, tomando en cuenta que el precio podría elevarse durante los meses de invierno. En base a lo acordado con la Comisión de Política Energética se considera necesario establecer dos proyecciones de Precios, una con el precio de 28.00 \$/BBI Búnker (tope de la banda OPEC) y el segundo con el precio de 32.00 \$/BBI y aplicando los índices de escalamiento del escenario alto AEO2000 del periodo de estudio. Adicional se considera una tercera proyección de precios de combustibles con año base, como el promedio de los posteos historicos publicados por el MICI de Abril de 1999 a Marzo de 2000 y aplicando los índices de escalamiento del escenario moderado del AEO2000 del EIA/DOE.

El cuadro No.10 muestra para las 3 proyecciones de precios de los combustibles, los años base a utilizar.

CUADRO No.10

COMBUSTIBLES	PROYECCIONES		
	PA28EA \$/BBI	PA32EA \$/BBI	PAPMEM \$/BBI
Búnker-C	28.00	32.00	22.26
Diesel Marino	34.46	39.38	27.41
Diesel Liviano	36.07	41.23	28.70

PA28EA: Proy.de Comb. con año base=28\$/BBI y utilizando índices de escalamiento AEO2000 esc.alto.

PA32EA: Proy.de Comb. con año base=32\$/BBI y utilizando índices de escalamiento AEO2000 esc.alto.

PAPMEM: Proy.de Comb. con año base=Prom.de los Posteos\$/BBI y utilizando índices de escal. AEO2000 esc.medio.

El cuadro No.11 nos presenta el poder calórico para los distintos tipos de combustibles.

CUADRO No.11

Poder Calorico	
Tipo de Combustible	BTU/Gal.
Bunker C	144,900.00
Diesel Marino	133,000.00
Diesel Liviano	129,700.00
Tipo de Combustible	BTU/pc
Gas Natural	1,027,963.29
Tipo de Combustible	BTU/Ton-m
Carbón	24,782,600.00

CUADRO No.9

Concesiones en Trámite		
Proyecto	Provincia	Capacidad Instal. MW
Chiriquí Viejo I	Chiriquí	12.4
Chiriquí Viejo II	Chiriquí	25
Chiriquí Viejo III	Chiriquí	25
Santa María	Veraguas	24
Burica	Chiriquí	60
Río Piedra	Colón	10.5
Brazuelo	Colón	7
Tabasará I	Veraguas	46
Tabasará II	Veraguas	46
Bonyic	Bocas del Toro	30
Pando	Chiriquí	32
Monte Lirio	Chiriquí	50

Como parte de los análisis del plan de expansión de generación, dentro de las alternativas a estudiar se contemplaron 2 casos, uno para escenario de demanda media y otro para el escenario de demanda alta, incluyendo las concesiones de los proyectos hidroeléctricos, de los cuales solamente se modelaron los proyectos Santa María, Pando y Monte Lirio que son los únicos con que se cuentan con suficiente información para modelarlos en los programas de planificación SUPER/OLADE-BID y SDDP.

BONYIC.

Proyecto Hidroeléctrico de capacidad de 30 MW a instalarse en la Provincia de Bocas del Toro. La empresa adjudicada es Hidroecologica del Teribe, S.A.

Su entrada en operación reemplazaría a las viejas plantas termoeléctricas existentes de diesel, la cual la hace más atractiva.

A continuación, se presenta la proyección de precios 2000-2015 de los combustibles utilizados para generar electricidad en los análisis del Plan de Expansión de Generación, estimados con base en los índices de variación anual de los pronósticos de combustibles equivalentes emitidos por el EIA/DOE. El Annual Energy Outlook(AEO) es una publicación anual del EIA, en donde se comenta y edita las proyecciones de suministro, demanda y precios de los combustibles en el mercado norteamericano, para un periodo de veinte años.

En el cuadro No.12 se presentan los pronósticos de precios de los combustibles para la primera proyección PA28EA y usada en la mayor parte de las alternativas analizadas.

CUADRO No.12

AÑO	INDICE DE VARIACION		(US\$/BBL)			(US\$/pc)	US\$/Ton-m
	Diesel Liviano y Marino	Búnker-C	Diesel Liviano	Diesel Marino	Búnker-C	Gas Natural	Carbón
2000	1.258	1.455	36.07	34.46	28.00	0.0052	28.50
2001	0.996	0.979	35.99	34.27	27.40	0.0053	28.98
2002	0.993	0.984	35.73	33.97	26.98	0.0053	29.53
2003	1.008	1.004	36.03	34.24	27.08	0.0054	30.07
2004	1.008	1.007	36.25	34.45	27.28	0.0055	30.62
2005	1.011	1.013	36.64	34.83	27.60	0.0057	31.22
2006	1.012	1.022	37.07	35.29	28.20	0.0058	31.77
2007	1.015	1.014	37.63	35.82	28.60	0.0058	32.37
2008	1.025	1.017	38.58	36.68	29.10	0.0059	32.98
2009	1.010	1.014	38.97	37.07	29.49	0.0059	33.58
2010	1.009	1.013	39.31	37.43	29.89	0.0059	34.19
2011	1.010	1.015	39.70	37.83	30.34	0.0059	34.79
2012	1.003	1.016	39.83	38.03	30.84	0.0059	35.40
2013	1.005	1.011	40.05	38.28	31.18	0.0059	36.06
2014	1.004	1.011	40.22	38.48	31.53	0.0059	36.73
2015	1.020	1.008	41.04	39.19	31.78	0.0060	37.39

BBL: Barriles
pc: Pies Cubicos
Ton-m: Toneladas metricas

La segunda proyección de precios de los combustibles PA32EA, representa la sensibilidad de un escenario alto para los combustibles convencionales (Bunker C, Diesel Marino y Diesel Liviano). A continuación en el cuadro No. 13 se muestra los pronósticos.

CUADRO No.13

AÑO	INDICE DE VARIACION		(US\$/BBL)			(US\$/pc)	US\$/Ton-m
	Diesel Liviano y Marino	Bunker-C	Diesel Liviano	Diesel Marino	Bunker-C	Gas Natural	Carbón
2000	1.258	1.455	41.23	39.38	32.00	0.0052	28.50
2001	0.998	0.979	41.13	39.17	31.32	0.0053	28.98
2002	0.993	0.984	40.83	38.83	30.81	0.0053	29.53
2003	1.008	1.004	41.18	39.13	30.92	0.0054	30.07
2004	1.008	1.007	41.42	39.37	31.15	0.0055	30.62
2005	1.011	1.013	41.87	39.80	31.55	0.0057	31.22
2006	1.012	1.022	42.36	40.34	32.23	0.0058	31.77
2007	1.015	1.014	43.00	40.94	32.68	0.0058	32.37
2008	1.025	1.017	44.09	41.92	33.25	0.0059	32.98
2009	1.010	1.014	44.54	42.37	33.70	0.0059	33.58
2010	1.009	1.013	44.93	42.78	34.16	0.0059	34.19
2011	1.010	1.015	45.37	43.23	34.67	0.0059	34.79
2012	1.003	1.016	45.52	43.47	35.24	0.0059	35.40
2013	1.005	1.011	45.77	43.74	35.64	0.0059	36.06
2014	1.004	1.011	45.97	43.98	36.04	0.0059	36.73
2015	1.020	1.008	46.91	44.79	36.32	0.0060	37.39

BBL: Barriles
pc: Pies Cubicos
Ton-m: Toneladas metricas

En el cuadro No.14 se muestra la tercera proyección de precios de los combustibles PAPMEM ahora utilizando los índices de escalamientos del escenario medio del AEO2000 del EIA/DOE y adicional tomando como año base el promedio de los posteos del MICI de los 12 últimos meses.

CUADRO No.14

AÑO	INDICE DE VARIACION		(US\$/BBL)			(US\$/pc)	US\$/Ton-m
	Diesel Liviano y Marino	Bunker-C	Diesel Liviano	Diesel Marino	Bunker-C	Gas Natural	Carbón
2000	1.172	1.259	28.70	27.41	22.28	0.0052	28.50
2001	0.978	0.948	28.00	26.62	21.11	0.0052	29.03
2002	1.001	1.004	28.04	26.67	21.20	0.0053	29.57
2003	1.007	1.009	28.25	26.88	21.38	0.0053	30.11
2004	1.008	1.013	28.41	27.08	21.66	0.0054	30.67
2005	1.004	0.998	28.54	27.14	21.57	0.0055	31.23
2006	1.010	0.998	28.83	27.37	21.52	0.0056	31.81
2007	1.008	0.998	28.99	27.48	21.43	0.0057	32.39
2008	1.004	1.000	29.12	27.58	21.43	0.0057	32.98
2009	1.016	1.006	29.57	27.97	21.57	0.0058	33.59
2010	0.992	1.006	29.32	27.80	21.71	0.0058	34.20
2011	1.000	0.998	29.32	27.79	21.66	0.0058	34.82
2012	0.999	1.006	29.28	27.79	21.80	0.0058	35.45
2013	0.997	1.006	29.20	27.75	21.94	0.0058	36.10
2014	0.999	1.002	29.16	27.72	21.99	0.0059	36.76
2015	1.003	1.004	29.24	27.81	22.08	0.0059	37.43

GAS NATURAL Y CARBON.

En cumplimiento de la política energética del país, orientada a la generación de bajo costo por medio de alternativas viables. El Plan de Expansión de Generación estudia la posible instalación de unidades por encima de los 100, 150 y 250 MW de potencia, basadas en el uso de gas natural y carbón que se produce en países cercanos al área de Centroamérica y el Caribe.

El Plan considera la posibilidad de generar con gas natural y carbón suministrado por empresas de Colombia. Cabe añadir que existe la posibilidad de utilizar Gas Natural Líquido transportado desde Trinidad y Tobago, instalando en Panamá una planta de regasificación. No obstante, aunque el gas natural esta indexado al petróleo y ha sufrido un aumento considerable desde el mes de Mayo de 2000, ha mantenido históricamente un costo proporcionalmente menor por unidad de energía que los derivados del petróleo y además, es menos contaminante.

8 PLANES DE EXPANSION.

El estudio se realizó para un horizonte de 16 años (2000-2015), más un período de extensión de 3 años para estabilizar los efectos terminales de los embalses. Se utilizaron dos escenarios de demanda con tasas de crecimiento del 5.4% para el escenario moderado y 6.5% para un escenario alto, a partir de los cuales se realizaron varias simulaciones para obtener alternativas de expansión de mínimo costo. Para el escenario de demanda media se plantearon 4 alternativas de expansión de mínimo costo y 4 alternativas de expansión de mínimo costo para la demanda alta.

La hidrología fue tratada de manera estocástica a partir de los registros históricos de caudales para un período de 42 años (1957-1998).

Para las alternativas de expansión de mínimo costo se utilizó el modelo Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional (**SUPERIOLADE-BID**), adicional se le aplicó a todos los planes de expansión el criterio de confiabilidad, utilizando el modelo Stochastic Dual Dynamic Programming (**SDDP**), para validar los planes de expansión. Ambos modelos se describen en el Anexo No. 4.

Alternativas Analizadas.

Los planes de expansión correspondientes a los escenarios de demanda media y demanda alta se indican a continuación:

- a) **Caso No.1.** Medio Sin Gas Natural hidrotérmico
- b) **Caso No.2.** Medio Sin Gas Natural Térmico (considerando solamente Estí).
- c) **Caso No.3.** Medio Sin Gas Natural Concesiones Hidros.
- d) **Caso No.4.** Medio con Gas Natural en Panamá en el 2004.

- e) **Caso No.5.** Alto Sin Gas Natural Hidrotérmico.
- f) **Caso No.6.** Alto Sin Gas Natural Térmico.
- g) **Caso No.7.** Alto Sin Gas Natural Concesiones Hidros.
- h) **Caso No.8.** Alto con Gas Natural en Panamá en el 2004.

- i) **Caso No.9.** Medio Con Gas Nat. en el 2004 y con Concesiones Hidros.
- j) **Caso No.10.** Medio Con Gas Nat. en el 2004, con Concesión y comb. PA32EA.
- k) **Caso No.11.** Medio con Gas Nat. en el 2004, con Concesión y comb. PAPMEM.

- l) **Caso No.12.** Alternativa Regional Medio Sin Gas Natural.
- m) **Caso No.13.** Alternativa Regional Medio Con Gas Natural.
- n) **Caso No.14.** Alternativa Regional Alto Con Gas Natural.

El cuadro No.15 muestra los Costos Totales de las alternativas de expansión obtenidas; el cual incluye el costo de Inversión, el costo de Operación, y el costo de Déficit si existiera.

CUADRO No.15

CASO	ALTERNATIVAS DEMANDA MEDIA	COSTO INVERSION Millones B/.	COSTO OPERACIÓN Millones B/.	COSTO DEFICIT Millones B/.	COSTO TOTAL Millones B/.
1	Hidrotérmica	476.7	1331.2	0.0	1807.9
2	Térmica	453.1	1392.1	0.0	1845.1
3	Concesiones ERSP	488.1	1305.4	0.0	1794.5
4	Gas Natural en el 2004	400.5	1305.1	0.0	1705.6
9	Gas Nat./Concesión Hidro	417.8	1295.0	0.0	1712.8
10	Gas Nat./Concesión Hidro/Comb.PA32EA	417.8	1388.3	0.0	1806.1
11	Gas Nat./Concesión Hidro/Comb.PAPMEA	414.8	967.3	0.0	1382.1

CASO	ALTERNATIVAS DEMANDA ALTA	COSTO INVERSION Millones B/.	COSTO OPERACIÓN Millones B/.	COSTO DEFICIT Millones B/.	COSTO TOTAL Millones B/.
5	Hidrotérmica	609.5	1512.1	0.0	2121.5
6	Térmica	599.2	1580.9	0.0	2180.1
7	Concesiones ERSP	625.1	1486.8	0.0	2121.9
8	Gas Natural en el 2004	482.1	1503.8	0.0	1985.9

Se observa que para las alternativas de demanda media y alta, los planes de expansión de mínimo costo corresponden a los casos con Gas Natural entrando en Panamá para el año 2004 a excepción del caso No.10 en demanda media, esto desplazaría totalmente las otras tecnologías térmicas como los ciclos combinados diesel, las turbinas de gas diesel, los motores de media velocidad búnker y las plantas de carbón y algunos proyectos hidroeléctricos con costos superiores a los 200 Millones de Balboas.

El inicio de construcción del Proyecto Hidroeléctrico Estí (Guasquitas – Canjilonés) da un paso importante al desarrollo de proyectos hidroeléctricos futuros en Panamá. Esto significa que para el año 2004 en el plan recomendado, el sistema de generación mantiene la componente: generación hidroeléctrica 56.5% y 43.5% en generación termoeléctrica.

Por otro lado, los planes de expansión térmicos presentan los mayores costos totales a valor presente, debido primordialmente a los altos costos de operación.

A continuación se muestran las alternativas de expansión analizadas, en cuadro No.16 con escenario de demanda media 4 casos, en el cuadro No.17 con escenario de demanda alta 4 casos y en el cuadro No.18 con escenario de demanda media 3 casos adicionales modelando algunas sensibilidades.

CUADRO No.16

Plan de Expansión de Generación 2000 - 2016
Escenario de Demanda Media

Fecha de Operación	Caso No.1 Hidrotérmico		Caso No.2 Térmico		Caso No.3 Concesiones Hidro		Caso No.4 Gas Natural	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2000 2001 2002	Pacora PP	55.7	Pacora PP	55.7	Pacora PP	55.7	Pacora PP	55.7
Oct-2003	Gusquitas Canjilones	84 34.8	Gusquitas Canjilones	84 34.8	Gusquitas Canjilones	84 34.8	Gusquitas Canjilones	84 34.8
2004 2005 2006	Gualaca TG HD 50	28 50	TG HD 50	50	Santa Maria Gualaca	30.5 28	TG GN 100	100
2007	Los Añiles	35	MMV 5x20	100	Los Añiles TG HD 50	35 50	Gualaca	28
2008	Chiriqui MMV 5x20	54 100	MMV 5x20	100	Chiriqui	54	Los Añiles	35
2009					MMV 5x20	100	Chiriqui TG GN 100	54 100
2010	OC DS 150	150	OC DS 150	150	OC DS 150	150	OC GN 150	150
2011 2012	MMV 5x20 CB 150	100 150	MMV 5x20 CB 150	100 150	MMV 5x20 CB 150	100 150	OC GN 150	150
2013	MMV 5x20	100	MMV 5x20	100	MMV 5x20	100	TG GN 100	100
2014 2015	TG HD 50 MMV 5x20	50 100	OC DS 150 TG HD 50	150 50	TG HD 50 MMV 5x20	50 100	OC GN 150	150

TG HD 50: Turbina de Gas Heavy Duty de 50 MW.
MMV 5x20: Motores de Media Velocidad de 100 MW.
OC DS 100: Ciclo Combinado Diesel de 100 MW.
OC DS 150: Ciclo Combinado Diesel de 150 MW.
CB 150: Planta de Carbón de 150 MW.
TG GN 100: Turbina de Gas Natural de 100 MW.
OC GN 150: Ciclo Combinado Gas Natural de 150 MW.

NOTA:
Para el Caso No.4, Ciclo Combinado BLM de 150 MW cambia de, Diesel Marino a Gas Natural en el año 2004.

CUADRO No.17

Plan de Expansión de Generación 2000 - 2015
Escenario de Demanda Alta

Fecha de Operación	Caso No.5 Hidrotérmico		Caso No.6 Térmico		Caso No.7 Concesiones Hidros		Caso No.8 Gas Natural	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2000								
2001								
2002	Pacora PP	56.7	Pacora PP	56.7	Pacora PP	56.7	Pacora PP	56.7
Oct-2003	Guasquitas	84	Guasquitas	84	Guasquitas	84	Guasquitas	84
	Canjilones	34.8	Canjilones	34.8	Canjilones	34.8	Canjilones	34.8
	TG HD 50	50	TG HD 50	50	TG HD 50	50	TG GN 100	100
2004								
2005					Santa Maria	30.5		
2006	Gualaca	28	MMV 5x20	100	Gualaca	28	Gualaca	28
	MMV 5x20	100			MMV 5x20	100		
2007	Los Añiles	35	MMV 5x20	100	Los Añiles	35	Los Añiles	35
	Chiriquí	54					Chiriquí	54
2008	CC DS 150	150	CC DS 150	150	Chiriquí	54	TG GN 100	100
					CC DS 150	150		
2009	MMV 5x20	100	MMV 5x20	100	MMV 5x20	100	CC GN 150	150
2010	CB 150	150	CB 150	150	CB 150	150	TG GN 100	100
2011	MMV 5x20	100	MMV 5x20	100	MMV 5x20	100	CC GN 150	150
2012	CC DS 150	150	CC DS 150	150	CC DS 150	150	CC GN 150	150
2013	TG AD 50	50	CB 150	150	MMV 5x20	100	TG GN 100	100
	MMV 5x20	100						
2014	CC DS 150	150	CC DS 150	150	CC DS 150	150	CC GN 150	150
2015	MMV 5x20	100	CC DS 150	150	TG AD 50	50	CC GN 150	150
					MMV 5x20	100		

TG HD 50: Turbina de Gas Heavy Duty de 50 MW.
MMV 5x20: Motores de Media Velocidad de 100 MW.
CC DS 100: Ciclo Combinado Diesel de 100 MW.
CC DS 150: Ciclo Combinado Diesel de 150 MW.
CB 150: Planta de Carbón de 150 MW.
TG GN 100: Turbina de Gas Natural de 100 MW.
CC GN 150: Ciclo Combinado Gas Natural de 150 MW.

NOTA:
Para el Caso No.8, Ciclo Combinado BLM de 160 MW cambia de Diesel Marino a Gas Natural en el año 2004

CUADRO No.18

Plan de Expansión de Generación 2000 - 2015
Escenario de Demanda Media

Fecha de Operación	Caso No.9 Gas Nat.y Concesiones		Caso No.10 Combust.PA32EA		Caso No.11 Combust.PAPMEM	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2000						
2001						
2002	3ra. Unid.Bayano	85	3ra. Unid.Bayano	85	3ra. Unid.Bayano	85
	Pacora PP	56.7	Pacora PP	56.7	Pacora PP	56.7
Oct-2003	Guasquitas	84	Guasquitas	84	Guasquitas	84
	Canjilones	34.8	Canjilones	34.8	Canjilones	34.8
2004						
2005						
2006	TG GN 100	100	TG GN 100	100	TG GN 100	100
2007	Gualaca	28	Gualaca	28	Gualaca	28
2008	Los Añiles	35	Los Añiles	35	Los Añiles	35
2009	Chiriqui	54	Chiriqui	54	Chiriqui	54
	TG GN 100	100	TG GN 100	100	TG GN 100	100
2010	CC GN 150	150	CC GN 150	150	CC GN 150	150
2011						
2012	Santa María	30.5	Santa María	30.5	Santa María	30.5
	Pando	32	Pando	32	Pando	32
	TG GN 100	100	TG GN 100	100	TG GN 100	100
2013	CC GN 150	150	CC GN 150	150	TG GN 100	100
2014	Monte Lirio	50	Monte Lirio	50	CC GN 150	150
2015	TG GN 100	100	TG GN 100	100	Monte Lirio	50

- TG HD 50
- Turbina de Gas Heavy Duty de 50 MW.
- MMV 5x20
- Motores de Media Velocidad de 100 MW.
- CC DS 100
- Ciclo Combinado Diesel de 100 MW
- CC DS 150
- Ciclo Combinado Diesel de 150 MW.
- CB 150
- Planta de Carbón de 150 MW
- TG GN 100 :
- Turbina de Gas Natural de 100 MW
- CC GN 150 :
- Ciclo Combinado Gas Natural de 150 MW.

NOTA:

Para los Caso No.8,9 y 10 Ciclo Combinado BLM de 160 MW cambia de, Diesel Marino a Gas Natural en el año 2004.

9 REGLAS COMERCIALES DEL MERCADO MAYORISTA.

El planeamiento de la expansión del sistema de generación toma en cuenta los requerimientos de la demanda conforme a las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista emitidas por el Ente Regulador de los Servicios Públicos el 24 de abril de 1998.

El siguiente análisis esta basado en el Informe Indicativo de Demanda Años: 2000-2009 de ETESA. Este informe define los escenarios de demanda, las pérdidas en transmisión y la demanda máxima de generación del sistema y de cada agente distribuidor.

De acuerdo a los resultados del Informe Indicativo de Demanda, se incluye las demandas de los clientes regulados, como de los Grandes Clientes (Anexo No.1), la demanda máxima de generación de las tres distribuidoras para el período 2000 – 2009 (Escenario de Demanda Media) se presenta en el cuadro No.19 a continuación:

CUADRO No.19

DISTRIBUIDORA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ELEKTRA	325.70	342.40	360.00	378.50	398.00	418.50	440.10	462.80	486.70	511.80
EDEMOSA	417.00	440.70	465.70	492.10	520.10	549.60	580.70	613.70	648.50	685.30
EDECHISA	57.50	60.20	63.10	66.20	69.40	72.70	76.20	79.80	83.70	87.70
TOTAL	800.20	843.30	888.80	936.80	987.50	1040.80	1097.00	1166.30	1218.90	1284.80

Las Reglas del Mercado Mayorista le otorgan a ETESA la potestad de utilizar su proyección de Demanda.

El cuadro No.20 presenta la demanda máxima de generación de las tres distribuidoras para el período 2000 – 2009 (Escenario de Demanda Alta).

CUADRO No.20

DISTRIBUIDORA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ELEKTRA	329.10	349.60	371.30	394.50	419.10	445.30	473.10	502.70	534.10	567.60
EDEMOSA	422.20	451.70	483.30	517.00	553.10	591.70	633.00	677.10	724.30	774.80
EDECHISA	58.00	61.40	65.00	68.80	72.90	77.10	81.60	86.30	91.30	96.60
TOTAL	809.30	862.70	919.60	980.30	1045.10	1114.10	1187.70	1266.10	1349.70	1439.00

Las Reglas del Mercado Mayorista le otorgan a ETESA la potestad de utilizar su proyección de Demanda.

POTENCIA FIRME DEL SISTEMA.

La demanda máxima de generación debe ser cubierta por la potencia firme de largo plazo del parque de generación del sistema interconectado.

La potencia firme de largo plazo de una central hidroeléctrica se calcula utilizando el modelo Plan-H, que simula la operación del sistema hidroeléctrico en forma integrada, para un periodo hidrológico mínimo de 30 años.

Para centrales a filo de agua, la potencia firme de largo plazo se estima sobre la base del caudal diario o mensual afluente captado, garantizado el 95% del tiempo. Para las centrales de embalses y centrales en cascada con un embalse regulador importante, aguas arriba, la potencia firme de largo plazo se estima en función de la energía garantizada mensual con probabilidad de ocurrencia del 95% del tiempo, que puede ser colocada por la central en ocho (8) horas diarias durante todos los días del mes correspondiente.

La potencia firme de una unidad generadora térmica es su potencia efectiva afectada por la disponibilidad comprometida. La potencia firme, de cada una de las unidades generadoras térmicas del sistema, se puede apreciar en el balance de capacidad firme del Anexo 2.

A continuación en el cuadro No.21 se presenta el valor de la potencia firme para cada una de las centrales hidroeléctricas consideradas.

CUADRO No.21

Hidroeléctricas Existentes		Hidroeléctricas Candidatas	
Central	Potencia Firme (MW)	Central	Potencia Firme (MW)
Fortuna	284	Guasquitas	77
La Estrella	15	Canjilones	29
Los Valles	15	Gualaca	23
Bayano	105	Los Añiles	29
		Chiriquí	50
		Barú	111

10 PLAN DE EXPANSION RECOMENDADO.

El Plan de Expansión Recomendado contempla, entre otros, la diversidad de fuentes de energía, por lo que las expansiones del plantel térmico futuras se recomienda deberán ser de gas natural preferiblemente y/o de carbón (con tecnología ambiental de punta) y el desarrollo continuo de los recursos hidráulicos. En el cuadro No.22 se muestra el plan recomendado.

CUADRO No.22

FECHA DE OPERACIÓN	TIPO	NOMBRE DEL PROYECTO	CAPACIDAD MW
2000			
2001			
2002	Térmico	Pacora Power Project	56.7
	Hidráulico	3ra. Unidad de Bayano	85
Oct-2003	Hidráulico	Guasquitas	84
	Hidráulico	Canjilones	34.8
2004		Conversión CCBLM a Gas Nat.	
2005			
2006	Térmico	Turbina de Gas Natural	100
2007	Hidráulico	Gualaca	28
2008	Hidráulico	Los Añiles	35
2009	Hidráulico	Chiriqui	54
	Térmico	Turbina de Gas Natural	100
2010	Térmico	Ciclo Combinado Gas Natural	150
2011			
2012	Hidráulico	Santa María	30.5
	Hidráulico	Pando	32
	Térmico	Turbina de Gas Natural	100
2013	Térmico	Turbina de Gas Natural	100
2014	Térmico	Ciclo Combinado Gas Natural	150
2015	Hidráulico	Monte Lirio	50

11 COSTOS MARGINALES

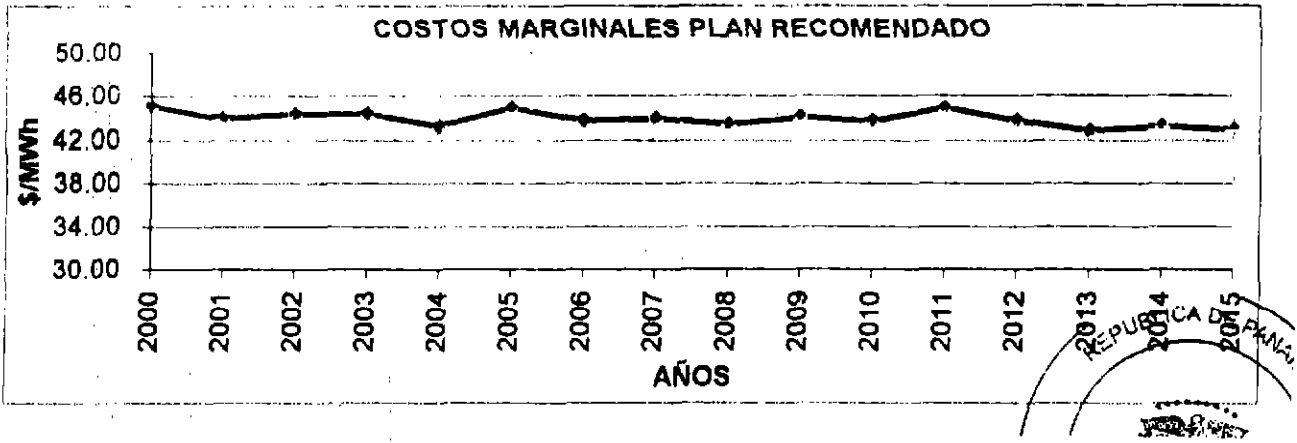
El costo marginal del sistema hidrotérmico es el costo en que se incurre para atender una unidad adicional de demanda. En el cuadro No.23 se detalla los costos marginales para el período 2000 – 2015 del plan de expansión recomendado escenario de demanda media a precios de combustibles constantes año 2000.

CUADRO No.23

COSTO MARGINAL DE DEMANDA EN \$/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2000	44.86	45.13	45.53	45.64	45.57	49.68	44.18	44.26	43.67	44.16	43.88	43.46	45.00
2001	43.99	45.36	45.03	44.65	43.70	49.88	43.65	43.98	44.05	40.88	42.33	39.09	43.88
2002	42.40	43.95	44.78	44.18	44.71	47.41	43.75	44.90	43.80	43.88	44.31	43.80	44.32
2003	43.62	44.15	48.71	50.31	45.58	53.54	44.73	45.34	43.95	38.48	38.76	40.75	44.33
2004	44.25	44.65	45.51	42.52	42.76	41.65	42.76	41.36	43.31	42.34	44.80	42.49	43.20
2005	43.89	46.89	45.51	45.48	46.07	44.57	43.95	44.73	43.50	43.72	43.57	46.62	44.86
2006	43.84	42.09	43.83	45.76	44.80	42.24	43.84	44.10	43.71	43.83	44.19	42.47	43.71
2007	42.16	41.98	45.24	45.50	43.08	42.41	41.90	42.92	43.27	49.78	43.63	44.78	43.89
2008	43.28	42.02	45.24	45.91	46.81	43.30	42.40	42.82	43.28	42.67	39.06	42.93	43.31
2009	44.55	42.30	46.48	45.03	44.39	41.58	41.34	45.70	42.16	42.97	42.01	49.28	43.98
2010	39.84	45.57	41.98	45.53	45.03	46.79	43.80	44.08	43.64	41.61	42.36	43.42	43.64
2011	39.87	42.73	45.04	45.55	51.55	42.07	46.66	58.65	40.63	40.46	39.53	45.64	44.86
2012	39.00	48.25	44.83	45.50	41.81	43.44	45.36	47.81	42.43	41.93	40.74	45.32	43.68
2013	37.81	38.86	74.68	45.51	41.10	40.24	39.76	38.81	38.99	38.97	38.70	39.10	42.79
2014	36.41	42.46	59.66	45.51	41.36	41.84	42.56	43.31	41.21	40.45	39.72	42.21	43.24
2015	36.29	35.27	70.06	69.29	36.34	37.22	36.56	39.95	36.75	36.96	35.21	36.71	42.66

A continuación en el gráfico No.6 se presenta los costos marginales promedios en dólares por megavatios-hora, del plan de expansión recomendado, para el período 2000 – 2015.

GRAFICO No.6



12 CONCLUSIONES.

De los resultados obtenidos se puede concluir lo siguiente:

- a) Los proyectos hidroeléctricos Concesionados si se lleva a cabo la puesta en operación, resultan atractivos al sistema disminuyendo los costos de operación, en comparación con las otras alternativas a excepción del gas natural.
- b) Adicionar o colocar otras candidatas térmicas de tecnologías como los motores de media velocidad y plantas de carbón hace que el plan, seleccione de la gran gama de proyectos térmicos, a los más idóneos, es decir de menores costos tanto en inversión como de operación y a los más eficientes.
- c) La alternativa de carbón es atractiva para los años finales del estudio 2012 con escenario de demanda media y 2010 para escenario de demanda alta, sin embargo es seleccionada en todas las alternativas a excepción de las alternativas que consideran candidatas térmicas que utilizan gas natural.
- d) Para lograr una adecuada cobertura de la demanda futura con energía confiable, diversificada y al menor costo posible, se hace necesario mantener un sistema hidrotérmico.
- e) Se deben seguir desarrollando los recursos hidroeléctricos y se debe introducir generación térmica de otras fuentes como el gas natural o gas natural líquido y/o carbón (con tecnología de medio ambiente de punta) cuyos costos unitarios de producción son menores a la generación a base de fuentes convencionales de combustibles actualmente en uso en Panamá.
- f) El desarrollo de mini hidroeléctricas, generadores eólicos y geotérmicos como fuentes renovables podrán ser un complemento al Plan de Expansión y/o al desarrollo del sector rural.

13 PLANES INDICATIVOS REGIONALES.

INTRODUCCIÓN.

En la I reunión del Subcomité de Planificación del CEAC celebrada en San José el 23 y 24 de marzo de 1998, el PREEICA presentó su propuesta inicial de asistencia a la región en el tema de la planificación regional, la cual fue aprobada por dicho Subcomité.

Posteriormente durante la II reunión del Subcomité de Planificación en Cuernavaca el 24 y 25 de septiembre de 1998 se presentó el informe de diagnóstico **"Análisis sobre la situación actual de la planificación de expansión de generación"** en el cual se recomendaban una serie de criterios y herramientas comunes para la planificación en Centroamérica. Como resultado esta reunión, a continuación se produjo el informe **"Metodología y criterios para la planificación regional"**.

Entre el 22 y 26 de marzo de 1999 se realizó en San José el I Taller Regional del PARPE en el que se brindó un entrenamiento en los módulos de demanda e hidrología del modelo SUPER/OLADE-BID a los miembros del Grupo de Trabajo de

Planificación Indicativa Regional (GTPIR), delegados por sus respectivos países para participar en las actividades del PARPE. Adicionalmente se produjo el documento **"Base de datos regional para la planificación de expansión de generación"** con los datos aportados por los países y el PREEICA.

El II Taller Regional del PARPE se celebró en Managua entre el 31 de mayo y 4 de junio de 1999. El Dr. Mario Pereira (consultor del PREEICA) llevó a cabo el entrenamiento en el módulo de planificación bajo incertidumbre del SUPER, y dictó varias charlas sobre la planificación en ambientes competitivos y el funcionamiento del mercado competitivo de electricidad. Igualmente se obtuvieron los planes de expansión indicativos preliminares.

Durante el evento final (III Taller Regional del PARPE celebrado en Tegucigalpa entre el 27 de septiembre y 1 de octubre de 1999) los países presentaron los resultados y el análisis de los planes de expansión indicativos para los 11 escenarios analizados. El Dr. Rafael Kelman en representación del Dr. Mario Pereira- llevó a cabo un entrenamiento en el modelo SDDP para la simulación detallada de los planes de expansión de generación.

Para fines de la expansión nacional se presentaran 3 alternativas analizadas que corresponden: dos a escenarios de demanda media con y sin gas y el tercero considerando el escenario de demanda alta con gas natural.

La información del documento INFORME FINAL, APOYO TECNICO AL PROGRAMA DE ASISTENCIA REGIONAL EN LA PLANIFICACION ELECTRICA (PARPE) EDT 7301, es de carácter confidencial y ninguna de las empresas eléctricas representadas en el GTPIR u organización está autorizada para brindar copia de la misma para hacer uso de fines no acordados.

Planes Indicativos y Análisis.

Para obtener los planes de expansión se utilizó el Modelo SUPER, desarrollado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo y el aporte de los usuarios, incluido el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) en el caso de la versión adaptada para los análisis de sistemas interconectados.

De acuerdo a los criterios acordados para el estudio, para el período 1999-2003 el plan de expansión para cada país es fijo y corresponde a los planes nacionales en los que se incluyen plantas en construcción o ya decididas por las empresas eléctricas nacionales o inversionistas privados. En el cuadro No.24 se incluyen dichos planes, los cuales son comunes para todos los escenarios; de tal forma que los planes para las diferentes opciones se presentan desde el 2004 hasta el 2013 solamente para el sistema de Panamá.

CUADRO No.24

PLAN DE EXPANSION DE GENERACION
PERIODO 1999-2003 (IGUAL PARA TODOS LOS ESCENARIOS)

PANAMA		
Año	Proyecto	MW
1999		
2000	COBLM Pm_Ant2	180 88
2001		
2002		
2003	GUASQUITAS CANILONES	87 38
Adición Neta		388

PLAN DE EXPANSION DE GENERACION
ESC. MEDIO SIN GAS NATURAL

PANAMA		
Año	Proyecto	MW
2004		
2005	GUALACA	27
2006	LOS ANILES CHRIQUI	34 56
2007		
2008	CHANGUNIV CHANGUNV CHANGUNVI	180 120 80
2009		
2010	TGD1x100b_p	100
2011		
2012		
2013	COG1x150b_p MMV5x20_pa	150 100
Adición Neta		847

PLAN DE EXPANSION DE GENERACION
ESC. MEDIO CON GAS NATURAL

PANAMA		
Año	Proyecto	MW
2004	Conv. COBLM	
2005	GUALACA	27
2006	LOS ANILES CHRIQUI COGN1x250a_p	34 56 250
2007		
2008		
2009	COGN1x250b_p	250
2010		
2011	CHANGUNIV CHANGUNVI	180 80
2012	CHANGUNV	120
2013	COGN1x150a_p	150
Adición Neta		1147

PLAN DE EXPANSION DE GENERACION
ESC. ALTO CON GAS NATURAL

PANAMA		
Año	Proyecto	MW
2004	Conv. COBLM GUALACA COGN1x250a_p	27 250
2005	LOS ANILES	34
2006	CHRIQUI TGGN1x100a_p	56 100
2007		
2008	CHANGUNIV CHANGUNVI	180 80
2009	COGN1x250b_p CHANGUNV	250 120
2010	COGN1x150a_p	150
2011	TGGN1x100b_p	100
2012	BARU MMV5x20_pa	150 100
2013		
Adición Neta		1587

ANEXO No. 1

PRONOSTICOS DE ENERGIA Y DEMANDA

INTRODUCCIÓN.

De acuerdo al punto 5.1.1.4 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista, todos los años cada participante del mercado debe suministrar sus proyecciones de demanda al CND, para un periodo de 10 años con información en detalle de los primeros cinco años. ETESA, como agente encargado de la transmisión presentó el 29 de septiembre de 1999, el Informe Indicativo de Demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Metodológicamente el informe se presenta en dos fases, primero un análisis econométrico que consiste en cuantificar la relación del consumo total en GWh de cada uno de los agentes distribuidores del mercado (C_{GWh}), con las variables socioeconómicas como Población (P), el Producto Interno Bruto (PIB), el Ingreso Nacional Disponible (Yd), el precio de la electricidad (p_e), número de clientes (x), el consumo rezagado, etc. La función general del modelo utilizado se puede expresar de la manera siguiente:

$$C_{GWh} = \int a_0, P, PIB, Yd, p_e, x, C_{-1}$$

Luego de determinar las influencias de las diversas variables en el consumo, se utilizan las elasticidades derivadas para proyectar el consumo de cada distribuidora, considerando dos tipos de escenarios medio y alto, definidos por los valores esperados de las variables socioeconómicas en los diferentes escenarios.

Basándose en los resultados de los modelos econométricos aplicados a cada una de las tres empresas de distribución, se realizan las proyecciones de ventas de energía eléctrica de los agentes consumidores a sus clientes. Las tasas de crecimiento anual resultantes se le aplican al año base, que en este caso es el año 2000. Finalmente se obtienen los dos escenarios representativos para el crecimiento esperado de la demanda de todos los agentes, el moderado y el alto.

Después, a los datos de base individuales de cada agente distribuidor se le aplican los factores pertinentes obteniendo la demanda del Sistema Total. La suma de las demandas individuales de los agentes distribuidoras se resumen como los pronósticos de generación neta y demanda máxima al aplicárseles los pronósticos de pérdidas de transmisión.

-FOLIO DE PANA-

Escenario de Demanda Media.

Las tablas A1 resumen en primer lugar los pronósticos de energía a entregar, en MWh anualmente por ETESA en los puntos de conexión de la red de transmisión a los tres agentes de consumidores para una tasa de promedio de crecimiento de 5.4%, en el caso de demanda media, en un periodo de 10 años empezando en el año 2000 hasta el 2009.

Luego tenemos el pronóstico de pérdidas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), que reflejan las pérdidas típicas de punta mensuales para los primeros cinco años (2000-2004). Este nivel de pérdidas está referido a partir de la generación neta registrada en operación real en el SIN para los periodos de punta y resulta del promedio de las pérdidas reales de transmisión para demandas máximas comprendidas en el periodo de julio a diciembre de 1998. También se incluyen los porcentajes anuales de las pérdidas de energía prevista para los años 2005- 2009.

Además, se presenta la tabla con las pérdidas de distribución acumuladas de los agentes distribuidores, que agregados a los resultados anteriormente presentado, determinan los pronósticos de generación neta del SIN en el escenario medio.

Para el año 2000 se espera que la generación neta alcance 4773.0 GWh, lo que representa un crecimiento de 6.0% con respecto al año 1999. En el periodo 2000 al 2009 se ha estimado un crecimiento promedio anual del 5.3 %.

Al igual que la energía, ETESA estimó la demanda máxima de generación mensual, para los primeros cinco años, y anualmente para los cinco años siguientes para de los agentes consumidores y del SIN. Esta potencia máxima relaciona la energía a entregar por ETESA, en cada uno de los puntos de interconexión, el factor de carga indicado por el comportamiento de la demanda histórica y la potencia debido a pérdidas de transmisión.

La demanda máxima de generación del SIN se obtiene totalizando las demandas coincidentes de los agentes consumidores, mas las pérdidas de transmisión.

Las tablas A2 muestran la demanda máxima de generación del SIN para el escenario de demanda media, la cual espera que termine en diciembre de este año en 809.2 MW para un crecimiento de 6.2 % con respecto a 1999. Para el periodo del 2000-2009 se estima un crecimiento de promedio anual de 5.4%.



Escenario de Demanda Alta.

De igual manera como se determinaron los pronósticos del escenario medio, se estima la energía y la potencia requerida para un escenario con características de alta demanda.

Las tablas correspondientes a la entrega de energía por el SIN y los pronósticos de demanda para un escenario de demanda alta, se presentan respectivamente en las Tablas A3 y A4.

En consumo de energía se estima que la demanda del año 2000 alcanzara los 4826.6 GWh, lo cual representa un crecimiento anual de 7.2% con respecto al estimado de 1999; y para el periodo total que va del 2000 hasta el año 2009 se ha estimado un crecimiento promedio anual del 6.5 %.

Con respecto a la demanda máxima del sistema, el escenario proyecta un crecimiento anual de 7.9% en relación con el año anterior, o sea una demanda de 818.3 MW. El crecimiento promedio anual esperado para todo el periodo analizado, que va del año 2000 al año 2009 se calcula en un 6.6%, alcanzando un techo de 1448.0 MW.

Para mayores detalles de la conformación de la data utilizada para los pronósticos, referirse al Informe Indicativo de Demandas Años: 2000-2009, de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA), del 29 de septiembre de 1999.

ESCENARIO DE DEMANDA MEDIA

PRONÓSTICO MENSUAL DE ENERGÍA A ENTREGAR POR ETESA (MWh)

(Pronóstico de Ventas de los agentes consumidores más pérdidas de distribución)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Total
2000	387,495	333,282	391,801	381,629	384,649	371,594	378,798	377,880	380,103	381,543	374,794	402,848	4,526,415
2001	387,276	351,266	412,856	402,112	405,335	391,655	399,257	398,287	400,556	402,073	394,943	424,490	4,770,095
2002	408,126	370,222	435,049	423,704	427,140	412,822	420,823	419,758	422,115	423,713	416,181	447,301	5,026,950
2003	430,104	390,203	458,444	446,464	450,125	435,124	443,555	442,407	444,840	446,523	438,938	471,346	5,297,703
2004	453,272	411,267	483,105	470,456	474,353	458,634	467,519	466,284	468,795	470,558	462,167	496,692	5,583,113
2005													5,883,995
2006													6,201,174
2007													6,535,563
2008													6,888,103
2009													7,259,790

ENERGÍA A ENTREGAR POR ETESA MAS GENERACION PROPIA (MWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Total
2000	372,215	338,358	395,669	385,237	389,145	377,458	384,839	383,688	384,658	386,308	379,111	407,169	4,584,369
2001	381,998	358,339	417,024	406,720	409,831	397,829	405,288	404,075	405,319	408,838	399,280	428,841	4,828,069
2002	412,848	375,285	438,217	427,312	431,638	418,688	426,854	425,584	428,878	428,478	420,488	451,652	5,084,824
2003	434,824	395,278	462,812	450,072	454,621	440,988	448,598	448,215	449,803	451,288	442,885	475,697	5,355,677
2004	457,662	416,340	487,273	474,084	478,849	464,468	473,550	472,082	473,558	475,333	466,484	501,043	5,641,087
2005													5,941,869
2006													6,259,148
2007													6,593,537
2008													6,948,077
2009													7,317,784

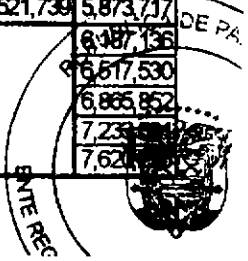
PRONOSTICO DE PERDIDAS DE TRANSMISION (MWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Total
2000	15,312	13,887	16,325	15,901	16,027	15,483	15,783	15,745	15,638	15,898	15,618	16,785	188,601
2001	16,136	14,636	17,202	16,755	16,889	16,319	16,636	16,594	16,680	16,753	16,468	17,687	198,754
2002	17,005	15,428	18,127	17,654	17,797	17,201	17,534	17,490	17,588	17,655	17,341	18,638	209,458
2003	17,921	16,258	19,102	18,603	18,755	18,130	18,481	18,434	18,535	18,605	18,274	19,639	220,738
2004	18,886	17,136	20,129	19,602	19,765	19,110	19,480	19,429	19,533	19,607	19,257	20,688	232,630
2005													245,166
2006													258,362
2007													272,315
2008													287,004
2009													302,491

PRONÓSTICO DE GENERACION NETA TOTAL DEL SIN (MWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Total
2000	387,527	362,242	412,294	401,138	405,172	392,941	400,622	399,433	400,703	402,205	394,728	423,985	4,772,890
2001	408,132	370,975	434,226	422,475	426,720	413,848	421,934	420,669	422,009	423,591	415,716	446,528	5,026,823
2002	429,651	390,721	457,344	444,966	449,433	435,887	444,398	443,053	444,466	446,132	437,839	470,269	5,294,381
2003	452,745	411,535	481,714	468,674	473,378	459,118	468,078	466,649	468,139	469,893	461,159	495,336	5,576,414
2004	476,879	433,476	507,403	493,687	498,614	483,608	493,040	491,521	493,081	494,940	485,741	521,739	5,873,717
2005													6,187,136
2006													6,517,530
2007													6,865,852
2008													7,238,881
2009													7,628,881

TABLA A1: Pronósticos de Generación Neta Total del SIN



ESCENARIO DE DEMANDA MEDIA

PRONÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE SIN PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN (MW)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	TASA %
2000	706.1	710.1	780.9	754.9	737.8	739.3	729.2	727.0	783.8	732.1	742.4	771.8	771.8	---
2001	742.7	747.9	791.0	796.2	776.8	778.7	788.1	785.8	793.8	771.2	782.0	812.7	812.7	5.33%
2002	782.3	787.9	833.2	837.8	818.3	820.3	809.2	806.8	838.2	812.3	823.8	856.1	856.1	5.34%
2003	824.1	830.0	877.7	882.4	862.0	864.2	852.4	849.7	880.9	865.7	887.8	901.8	901.8	5.34%
2004	888.1	874.3	924.7	929.8	908.1	910.4	898.0	895.1	927.9	901.6	914.1	950.0	950.0	5.35%
2005													1,000.8	5.35%
2006													1,054.4	5.35%
2007													1,110.9	5.36%
2008													1,170.5	5.36%
2009													1,233.4	5.37%

PRONOSTICO DE DEMANDA DE GENERACION PROPIA (MW)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	
2000	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	---
2001	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	0.00%
2002	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	0.00%
2003	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	0.00%
2004	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	0.00%
2005													9.00	0.00%
2006													9.00	0.00%
2007													9.00	0.00%
2008													9.00	0.00%
2009													9.00	0.00%

PERDIDAS DE TRANSMISION (MW)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	
2000	34.3	34.6	38.8	38.8	35.9	38.0	35.5	35.4	36.7	35.7	38.2	37.6	37.8	---
2001	38.2	38.4	38.8	38.8	37.9	38.0	37.4	37.3	38.7	37.8	38.1	39.6	39.8	5.40%
2002	38.1	38.4	40.8	40.8	39.9	40.0	39.5	39.3	40.8	39.8	40.2	41.8	41.8	5.40%
2003	40.2	40.5	42.8	43.1	42.1	42.2	41.8	41.5	43.0	41.8	42.4	44.0	44.0	5.40%
2004	42.4	42.7	43.2	45.4	44.3	44.5	43.8	43.7	45.3	44.0	44.6	46.4	46.4	5.40%
2005													48.9	5.40%
2006													51.6	5.40%
2007													54.3	5.41%
2008													57.3	5.41%
2009													60.4	5.41%

PRONÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA DE GENERACION (MW)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	
2000	730.4	735.7	778.5	782.7	764.4	766.3	755.8	753.4	781.4	758.8	769.8	800.2	800.2	---
2001	789.9	775.4	820.5	825.0	805.7	807.7	798.8	794.1	823.5	799.8	811.1	843.3	843.3	5.40%
2002	811.4	817.3	864.9	869.5	849.2	851.3	839.8	837.0	868.0	842.9	854.9	888.8	888.8	5.40%
2003	855.3	861.4	911.8	916.5	895.1	897.3	885.0	882.2	914.9	888.5	901.1	938.8	938.8	5.40%
2004	901.5	908.0	960.8	966.0	943.4	945.8	932.8	929.8	964.3	938.5	949.8	987.4	987.4	5.40%
2005													1,040.7	5.40%
2006													1,097.0	5.40%
2007													1,156.3	5.41%
2008													1,218.8	5.41%
2009													1,284.7	5.41%

PRONÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA DEL SIN (MW)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	8.38%
2000	739.4	744.7	787.5	791.7	773.4	775.3	764.8	762.4	790.4	767.8	778.8	809.2	809.2	---
2001	778.9	784.4	829.5	834.0	814.7	816.7	805.8	803.1	832.5	808.8	820.1	852.3	852.3	5.34%
2002	820.4	826.3	873.9	878.5	858.2	860.3	848.8	846.0	877.0	851.9	863.9	897.8	897.8	5.34%
2003	864.3	870.4	920.8	925.5	904.1	906.3	894.0	891.2	923.9	897.5	910.1	945.8	945.8	5.34%
2004	910.5	917.0	969.8	975.0	952.4	954.8	941.8	938.8	973.3	945.5	958.8	998.4	998.4	5.35%
2005													1,049.7	5.35%
2006													1,108.0	5.36%
2007													1,165.3	5.36%
2008													1,227.8	5.37%
2009													1,293.7	5.37%

TABLA A2: Pronósticos de Demanda Máxima del SIN

2



ESCENARIO DE DEMANDA ALTA

PRONÓSTICO MENSUAL DE ENERGÍA A ENTREGAR POR ETESA (MWh)

(Pronóstico de Ventas de los agentes consumidores más pérdidas de distribución)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Total	TASA %
2000	371,673	337,082	366,251	385,958	389,019	375,835	383,120	382,188	384,423	385,880	379,051	407,420	4,577,898	—
2001	386,128	359,316	422,284	411,285	414,585	400,651	408,415	407,391	409,711	411,262	403,952	434,178	4,879,175	6.58%
2002	422,194	383,016	450,032	438,280	441,855	427,102	435,378	434,258	436,653	438,316	430,514	482,693	5,200,296	6.58%
2003	449,977	408,276	479,810	467,056	470,912	455,297	464,114	462,860	465,392	467,153	458,815	493,090	5,542,582	6.58%
2004	478,592	435,203	511,139	497,730	501,885	485,352	494,748	493,413	496,015	497,891	488,983	525,491	5,907,443	6.58%
2005													6,288,394	6.58%
2006													6,711,017	6.59%
2007													7,153,046	6.59%
2008													7,624,305	6.59%
2009													8,128,749	6.59%

ENERGÍA A ENTREGAR POR ETESA MAS GENERACION PROPIA (MWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Total	
2000	378,393	342,155	400,419	389,568	393,515	381,699	389,161	387,994	389,186	390,645	383,368	411,771	4,635,872	—
2001	400,848	384,369	428,452	414,893	419,091	408,515	414,458	413,189	414,474	416,027	408,279	438,527	4,937,149	6.50%
2002	426,914	388,089	454,200	441,888	446,351	432,956	441,417	440,084	441,428	443,081	434,831	487,044	5,258,270	6.50%
2003	454,697	413,349	483,778	470,884	475,408	461,161	470,155	468,698	470,155	471,918	463,132	497,441	5,600,558	6.51%
2004	484,312	440,276	515,307	501,338	506,381	491,216	500,789	499,221	500,778	502,656	493,300	529,842	5,965,417	6.51%
2005													6,354,368	6.52%
2006													6,768,991	6.53%
2007													7,211,020	6.53%
2008													7,682,279	6.54%
2009													8,184,723	6.54%

PRONOSTICO DE PERDIDAS DE TRANSMISION (MWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Total	
2000	15,488	14,045	16,510	16,082	16,209	15,680	15,883	15,924	16,018	16,078	15,794	16,978	190,748	—
2001	16,505	14,972	17,595	17,137	17,275	16,694	17,017	16,975	17,071	17,138	16,832	18,091	203,299	6.58%
2002	17,591	15,959	18,751	18,262	18,411	17,798	18,141	18,094	18,194	18,263	17,938	19,279	218,679	6.58%
2003	18,749	17,012	19,984	19,461	19,621	18,971	19,338	19,287	19,391	19,465	19,117	20,545	230,941	6.58%
2004	19,983	18,133	21,297	20,739	20,912	20,223	20,614	20,559	20,687	20,745	20,374	21,895	246,143	6.58%
2005													262,350	6.59%
2006													279,626	6.59%
2007													288,044	6.59%
2008													317,679	6.59%
2009													336,615	6.59%

PRONÓSTICO DE GENERACION NETA TOTAL DEL SIN (MWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Total	6.52%
2000	391,879	358,200	418,930	405,647	409,725	397,358	405,125	403,919	405,204	408,723	399,162	428,747	4,826,618	—
2001	417,353	379,391	444,047	432,030	436,366	423,208	431,473	430,174	431,545	433,163	425,111	458,617	5,140,448	6.50%
2002	444,505	404,047	472,951	460,150	464,762	450,762	459,557	458,159	459,621	461,344	452,769	486,323	5,474,949	6.51%
2003	473,446	430,391	503,762	490,124	495,029	480,131	489,493	487,985	489,546	491,383	482,249	517,988	5,831,497	6.51%
2004	504,295	458,410	536,605	522,077	527,293	511,439	521,403	519,780	521,445	523,402	513,674	551,738	6,211,590	6.52%
2005													6,616,218	6.52%
2006													7,048,616	6.53%
2007													7,509,063	6.53%
2008													7,999,959	6.53%
2009													8,523,337	6.53%

TAELA A3: Pronósticos de Generación Neta Total del SIN



ESCENARIO DE DEMANDA ALTA

PRONÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE SIN PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN (MW)

[illegible]

PRONOSTICO DE DEMANDA DE GENERACION PROPIA (MW)

[illegible]**PERDIDAS DE TRANSMISION (MW)**[illegible]

PRONÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA DE GENERACION (MW)

[illegible]

PRONÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA DEL SIN (MW)

[illegible]

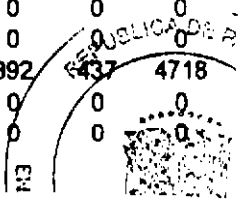
ANEXO No. 2

**BALANCE DE CAPACIDAD FIRME
PLAN DE EXPANSION RECOMENDADO**

ANEXO No. 3

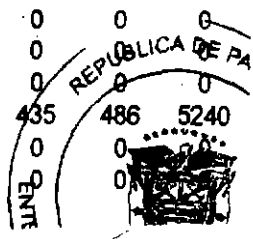
DESPACHO DEL PLAN DE EXPANSION RECOMENDADO

2000													
Planta	X- Ene	X- Feb	X- Mar	X- Abr	X- May	X- Jun	X- Jul	X- Ago	X- Sep	X- Oct	X- Nov	X- Dic	Total
Fortuna	137	81	143	114	106	144	117	133	131	118	96	157	1476
Bayano	15	30	17	26	36	44	31	46	45	56	78	55	481
La Estrella	20	15	14	13	15	19	20	20	22	25	23	22	228
Los Valles	21	15	14	14	18	24	24	25	28	31	29	25	268
Guasquitas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Canjilones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gualaca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Los Aníles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chiriquí	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Santa María	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pando	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monte Lirio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #2	3	5	11	13	12	15	9	8	8	3	2	4	92
BLM #3	1	6	14	14	13	18	10	8	9	4	2	4	103
BLM #4	0	4	11	12	12	14	8	9	10	3	2	5	92
PEP	6	3	9	16	18	20	13	10	10	5	6	8	124
John-B #5-6	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	5
BLM #8	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	8
CC-BLM#1	108	95	107	100	106	0	102	76	66	99	90	93	1042
TG-PANAMA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPESA	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	1	7
PANAM	64	57	64	62	64	61	62	63	60	61	58	59	736
PACORA-PP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GNBLM160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TV1	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	20
ACP TV2	2	2	3	2	3	2	2	2	2	2	2	2	28
ACP TG3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7
Total Hidro	193	141	189	167	176	230	193	224	226	231	226	258	2453
Total Term.	188	174	221	222	230	152	209	178	167	179	166	179	2265
Total Gener	381	315	410	388	406	382	403	403	393	410	391	437	4718
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	381	315	410	388	406	382	403	402	393	410	392	437	4718
Dem.Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



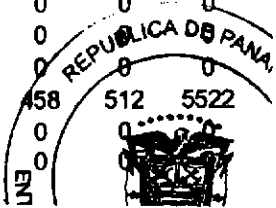
2002

Planta	X- Ene	X- Feb	X- Mar	X- Abr	X- May	X- Jun	X- Jul	X- Ago	X- Sep	X- Oct	X- Nov	X- Dic	Total
	X- X-	X- X-	X- X-	X- X-	X- X-	X- X-	X- X-	X- X-	X- X-	X- X-	X- X-	X- X-	
Fortuna	140	74	142	108	115	144	118	128	135	133	111	132	1481
Bayano	25	28	25	34	27	49	31	42	39	67	87	61	516
La Estrella	21	16	14	14	17	22	20	21	22	25	23	23	238
Los Valles	22	16	15	15	20	26	24	25	28	31	29	26	277
Guasquitas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Canjilones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gualaca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Los Aniles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chiriquí	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Santa María	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pando	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monte Lirio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #2	2	7	14	12	13	13	11	10	10	2	2	8	104
BLM #3	3	8	16	14	15	16	12	12	10	3	2	8	117
BLM #4	3	7	13	12	14	13	11	10	10	2	3	8	105
PEP	6	5	15	11	14	15	8	15	9	8	8	9	124
John-B #5-6	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	7
BLM #8	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	8
CC-BLM#1	99	92	93	106	107	0	105	78	70	81	75	103	1009
TG-PANAMA	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
COPESA	0	0	1	1	0	6	0	1	2	0	1	1	14
PANAM	60	58	64	62	64	62	63	63	80	58	53	62	727
PACORA-PP	39	35	39	38	39	38	39	39	38	39	37	39	458
CC GNBLM160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TV1	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	20
ACP TV2	2	2	3	2	3	2	2	2	2	2	2	2	28
ACP TG3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7
Total Hidro	207	134	196	172	180	242	194	216	224	257	250	242	2512
Total Term.	216	215	260	259	271	182	254	232	213	198	185	243	2728
Total Gener	423	349	455	431	450	424	447	447	437	455	435	486	5240
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	423	349	455	431	450	424	447	447	437	455	435	486	5240
Dem.Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



2003

Planta	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	Total
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Fortuna	134	72	133	123	111	105	96	102	100	105	117	150	1347
Bayano	29	31	43	27	56	84	48	67	64	36	35	52	571
La Estrella	21	15	14	15	16	20	21	20	22	26	24	24	238
Los Valles	22	16	14	15	19	26	25	25	28	31	29	27	277
Guasquitas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	52	45	38	135
Canjilones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21	19	15	56
Gualaca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Los Anlles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chiriquí	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Santa María	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pando	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monte Lirio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #2	7	10	13	14	13	17	15	15	14	3	2	3	125
BLM #3	8	11	16	17	15	20	18	18	16	4	2	4	148
BLM #4	8	11	13	13	13	16	15	14	13	3	2	4	125
PEP	7	10	13	16	10	25	17	19	17	7	6	8	155
John-B #5-6	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	8
BLM #8	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	8
CC-BLM#1	105	96	109	105	109	0	110	80	75	92	83	84	1047
TG-PANAMA	0	0	0	0	0	5	0	0	1	0	0	0	8
COPESA	0	1	5	5	3	7	1	4	6	0	0	1	32
PANAM	63	57	64	61	64	62	64	64	61	59	54	58	732
PACORA-PP	39	35	39	38	39	38	39	39	38	38	36	37	453
CC GNBLM160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TV1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	20
ACP TV2	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	29
ACP TG3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8
Total Hldro	205	133	204	181	203	236	189	214	214	270	269	307	2624
Total Term.	241	235	276	273	272	211	283	258	246	210	189	205	2898
Total Gener	446	368	480	454	475	447	472	471	461	480	458	512	5522
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P,rdidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	446	368	480	454	475	447	472	471	461	480	458	512	5522
Dem.Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



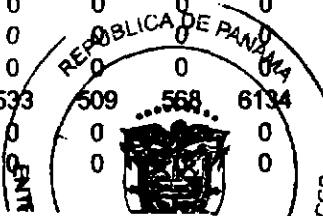
2004

Planta	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	Total
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Fortuna	147	92	163	142	144	114	132	133	95	89	97	133	1481
Bayano	30	30	30	24	27	27	32	36	50	69	64	67	486
La Estrella	21	15	14	14	16	20	20	21	22	26	23	23	235
Los Valles	22	16	14	14	19	25	25	26	28	32	29	27	275
Guasquitas	30	21	29	25	34	42	41	44	46	51	43	37	444
Canjilones	12	8	11	10	14	17	17	19	20	21	19	15	182
Gualaca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Los Aniles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chiriquí	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Santa María	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pando	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monte Lirio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #2	1	4	10	11	9	5	4	3	4	2	2	8	63
BLM #3	2	4	12	13	9	5	5	3	5	3	3	7	70
BLM #4	2	4	10	11	8	4	4	3	5	2	3	7	62
PEP	7	7	9	8	10	9	9	7	9	8	8	8	99
John-B #5-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC-BLM#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG-PANAMA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
COPESA	1	2	5	5	3	2	1	1	1	0	1	3	24
PANAM	44	49	43	51	54	51	52	48	51	47	44	51	584
PACORA-PP	37	33	39	37	39	38	38	39	37	39	36	38	449
CC GNBLM160	110	98	112	109	112	109	112	112	109	112	107	110	1312
TG GN 100-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TV1	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	19
ACP TV2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	27
ACP TG3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7
Total Hidro	262	182	261	228	252	245	268	278	261	288	275	303	3103
Total Term.	208	206	245	250	248	226	229	219	224	218	208	236	2717
Total Gener	470	388	505	478	500	471	497	497	486	506	483	539	5820
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	470	388	505	478	500	471	497	497	486	506	483	539	5820
Dem.Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

REPUBLICA DE PANAMA
5820

2005

Planta	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	Total
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Fortuna	122	94	142	136	137	103	119	112	91	93	124	153	1428
Bayano	52	26	34	27	26	31	46	61	54	68	64	69	556
La Estrella	20	15	14	14	17	20	20	19	23	26	24	24	236
Los Valles	21	15	15	14	20	26	25	25	29	32	30	27	279
Guasquilas	28	21	26	24	33	41	41	41	46	51	46	40	439
Canjillones	11	8	10	11	13	17	17	18	20	21	20	16	182
Gualaca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Los Aniles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chiriquí	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Santa María	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pando	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monte Lirio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #2	7	9	14	13	14	10	10	7	9	8	5	10	117
BLM #3	8	11	17	16	16	13	10	8	12	8	5	11	134
BLM #4	8	9	14	13	13	9	7	6	10	7	6	10	112
PEP	7	8	17	13	14	11	10	9	11	11	8	8	127
John-B #5-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC-BLM#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG-PANAMA	0	0	4	4	1	0	0	0	0	0	0	1	10
COPESA	1	3	6	6	4	2	2	2	2	2	3	6	40
PANAM	56	53	64	62	63	61	62	60	56	52	37	46	672
PACORA-PP	38	34	39	37	39	37	38	38	37	38	33	36	444
CC GNBLM160	111	99	112	109	112	109	112	112	108	111	100	107	1303
TG GN 100-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TV1	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	20
ACP TV2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	27
ACP TG3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8
Total Hidro	254	179	241	226	247	238	268	276	262	292	307	329	3119
Total Term.	241	230	291	278	280	258	256	248	249	242	202	239	3014
Total Gener	495	409	532	504	527	496	524	524	512	533	509	568	6134
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P.rdidias	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	495	409	532	504	527	496	524	524	512	533	509	568	6134
Dem.Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



2008

Planta	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Fortuna	134	86	138	157	150	112	147	146	108	92	112	109	1491
Bayano	48	33	29	22	25	31	35	37	44	63	67	90	525
La Estrella	21	16	14	14	17	21	19	20	22	26	23	22	235
Los Valles	22	16	15	14	20	26	23	24	28	32	29	26	276
Guasquitas	29	20	26	27	35	42	42	45	47	50	45	33	443
Canjilones	11	8	10	10	14	18	17	19	20	21	19	13	181
Gualaca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Los Aniles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chiriquí	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Santa María	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pando	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monte Lirio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #2	2	4	11	11	7	4	3	2	3	1	1	6	55
BLM #3	1	4	13	12	7	3	2	1	2	1	1	7	56
BLM #4	2	3	11	10	7	3	3	1	2	1	1	9	54
PEP	7	7	9	8	8	8	8	7	8	8	7	8	83
John-B #5-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC-BLM#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG-PANAMA	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2
COPESA	1	2	5	6	4	3	2	2	3	0	2	5	38
PANAM	39	43	59	39	49	47	42	39	44	50	31	53	535
PACORA-PP	37	33	39	37	39	38	39	39	38	39	37	38	451
CC GNBLM180	110	98	112	109	112	109	112	112	108	112	108	111	1318
TG GN 100-1	51	54	65	48	56	56	51	52	57	62	47	64	663
TG GN 100-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TV1	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	19
ACP TV2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	26
ACP TG3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7
Total Hidro	268	178	231	245	282	249	284	291	268	284	288	293	3150
Total Term.	258	253	330	288	293	273	288	281	271	278	240	308	3314
Total Gener	522	431	561	531	555	523	552	552	539	562	538	599	6464
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	522	431	561	531	555	523	552	552	539	562	536	589	6464
Dem. Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



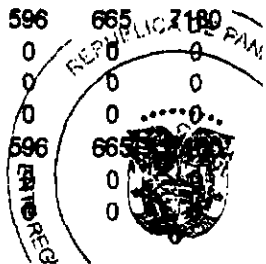
2007

Planta	—X— Ene	—X— Feb	—X— Mar	—X— Abr	—X— May	—X— Jun	—X— Jul	—X— Ago	—X— Sep	—X— Oct	—X— Nov	—X— Dic	Total
Fortuna	111	83	141	155	148	121	145	141	94	90	84	103	1416
Bayano	46	25	37	24	25	25	34	39	52	75	61	86	529
La Estrella	20	15	14	13	17	20	20	20	22	25	23	23	233
Los Valles	21	15	15	14	20	26	24	26	28	31	28	27	276
Guasquitas	27	20	26	27	34	42	43	44	47	50	41	34	435
Canjilones	10	8	10	12	14	18	17	18	20	21	18	14	179
Gualaca	8	6	7	8	10	13	13	14	16	17	14	11	138
Los Aniles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chiriquí	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Santa María	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pando	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monte Lirio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #2	6	8	13	12	11	7	5	5	6	4	7	14	97
BLM #3	7	9	15	14	13	6	7	5	7	4	8	16	111
BLM #4	7	7	12	12	11	9	7	5	8	4	9	13	104
PEP	8	8	11	10	10	8	9	9	8	10	10	16	116
John-B #5-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC-BLM#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG-PANAMA	0	0	4	5	1	0	0	0	0	0	0	1	12
COPESA	3	4	8	8	5	4	4	3	4	3	3	5	51
PANAM	58	48	58	43	52	48	43	43	48	44	51	54	589
PACORA-PP	38	34	39	38	39	38	39	39	37	38	37	37	452
CC GNBLM160	112	100	112	109	112	109	112	112	108	112	108	109	1317
TG GN 100-1	65	80	64	52	59	55	54	54	57	59	59	63	700
TG GN 100-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TV1	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	19
ACP TV2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	27
ACP TG3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8
Total Hldro	243	172	250	254	268	265	297	302	279	310	270	297	3208
Total Term.	306	282	340	306	317	286	285	280	289	282	296	334	3604
Total Gener	550	454	591	560	585	551	582	582	569	592	565	631	6812
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	550	454	591	560	585	551	582	582	569	592	565	631	6812
Dem.Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



2008

Planta	---X- Ene ---X-	---X- Feb ---X-	---X- Mar ---X-	---X- Abr ---X-	---X- May ---X-	---X- Jun ---X-	---X- Jul ---X-	---X- Ago ---X-	---X- Sep ---X-	---X- Oct ---X-	---X- Nov ---X-	---X- Dic ---X-	Total
Fortuna	115	95	146	142	144	99	128	125	81	82	109	167	1434
Bayano	48	25	36	29	33	34	36	42	56	69	74	69	551
La Estrella	21	16	15	14	17	20	21	21	23	26	24	23	241
Los Valles	22	16	15	15	20	25	25	26	29	31	29	27	281
Guaquitas	27	21	27	25	34	40	41	43	45	49	43	41	438
Canjilon	11	8	10	10	14	17	17	18	18	21	18	17	181
Gualaca	6	8	8	7	10	13	13	14	15	17	15	13	139
Los Anillos	10	8	10	9	13	16	16	17	19	21	18	18	175
Chiriquí	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Santa María	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pando	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monte Lirio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #2	11	11	13	13	12	10	9	8	11	9	8	11	126
BLM #3	12	13	16	15	14	11	10	9	11	11	9	13	144
BLM #4	11	10	13	12	11	10	10	10	11	10	7	11	127
PEP	8	9	14	10	10	8	9	9	9	12	8	8	113
John-B #5-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC-BLM#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG-PANAMA	0	1	5	5	4	1	0	0	0	0	0	4	21
COPESA	4	5	6	6	6	5	5	4	4	2	4	6	58
PANAM	55	42	64	59	56	57	56	52	53	48	37	39	618
PACORA-PP	38	33	39	37	39	38	39	39	37	38	35	36	447
CC GNBLM180	111	97	112	109	112	109	112	112	108	112	102	109	1307
TG GN 100-1	64	56	68	63	62	64	62	61	62	61	49	50	720
TG GN 100-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
ACP TV1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	19
ACP TV2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	27
ACP TG3	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10
Total Hidro	262	196	267	255	285	264	297	306	288	317	331	373	3442
Total Term.	318	282	356	335	331	316	317	307	311	307	265	292	3738
Total Gener	579	478	623	590	617	581	614	613	599	624	596	665	7180
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	580	478	623	590	617	581	614	614	599	624	596	665	7180
Dem.Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



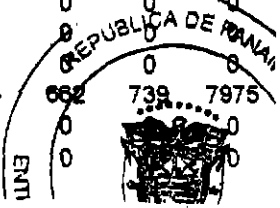
2009

Planta	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	Total
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Fortuna	158	82	164	159	167	89	131	140	81	67	114	179	1531
Bayano	36	30	28	20	24	40	44	39	62	66	68	75	531
La Estrella	20	16	14	14	16	20	19	20	22	25	23	23	233
Los Valles	21	16	15	14	19	25	24	25	28	31	28	26	272
Guasquitas	32	20	29	27	37	39	42	45	45	49	44	42	451
Canjilones	12	8	11	10	15	17	17	19	20	21	19	17	185
Gualaca	9	6	8	8	11	13	13	15	15	17	15	13	142
Los Aniles	12	7	10	10	14	16	16	18	19	21	19	16	177
Chiriquí	19	13	17	17	23	27	27	31	33	36	32	26	302
Santa María	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pando	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monte Lirio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #2	2	4	11	11	8	2	2	1	2	0	1	8	51
BLM #3	2	3	13	13	8	2	1	1	1	1	1	9	54
BLM #4	4	6	11	10	9	3	3	1	2	1	1	8	59
PEP	8	7	8	7	8	7	7	7	8	10	7	8	92
John-B #5-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC-BLM#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG-PANAMA	0	0	4	4	0	0	0	0	0	0	0	1	9
COPESA	3	4	6	6	5	3	3	2	3	0	2	6	44
PANAM	28	37	40	36	34	43	37	31	34	38	24	20	402
PACORA-PP	38	34	39	38	39	38	39	39	38	39	37	37	453
CC GNBLM160	112	100	112	109	112	109	112	112	109	112	108	111	1320
TG GN 100-1	50	55	58	54	52	61	56	54	58	64	45	38	645
TG GN 100-2	41	52	52	49	45	55	49	43	49	55	36	34	560
TG GN 100-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TV1	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	19
ACP TV2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	26
ACP TG3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8
Total Hidro	320	196	297	279	326	285	333	351	325	333	363	417	3826
Total Term.	291	308	359	342	324	327	313	296	307	325	286	284	3742
Total Gener	611	504	656	622	650	612	647	647	632	658	628	701	7568
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	611	504	656	622	650	612	647	647	632	658	628	701	7568
Dem.Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

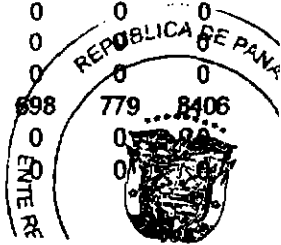


2010

Planta	X Ene	X Feb	X Mar	X Abr	X May	X Jun	X Jul	X Ago	X Sep	X Oct	X Nov	X Dic	Total
Fortuna	141	93	144	133	138	100	123	125	89	52	91	157	1387
Bayano	52	33	22	22	22	27	34	40	43	70	61	72	497
La Estrella	20	15	14	14	16	20	20	21	23	26	24	23	238
Los Valles	21	15	14	14	20	25	25	26	29	31	30	27	278
Guasquitas	30	21	26	24	33	40	40	44	48	48	43	40	437
Canjilones	12	8	10	9	13	17	17	18	20	21	19	16	181
Gualaca	9	6	7	7	10	13	13	14	16	17	15	12	139
Los Aniles	11	7	9	9	12	16	16	18	20	21	18	15	173
Chiriquí	18	13	16	16	21	28	27	30	34	37	32	25	297
Santa María	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pando	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monte Lirio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #3	0	0	11	11	0	0	0	0	0	0	0	2	24
BLM #4	0	0	9	9	2	0	0	0	0	0	0	2	23
PEP	3	5	8	7	7	4	2	1	3	4	2	7	53
John-B #5-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC-BLM#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG-PANAMA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPESA	0	1	5	5	3	0	0	0	0	0	0	3	18
PANAM	15	17	31	25	23	18	18	16	20	26	16	16	240
PACORA-PP	37	34	39	38	39	38	39	39	37	38	35	34	445
CC GNBLM160	110	100	112	109	112	109	112	112	109	112	108	102	1305
TG GN 100-1	32	36	54	52	55	48	48	38	38	46	37	44	526
TG GN 100-2	24	28	50	45	48	36	38	30	30	34	29	32	424
TG GN 100-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-1	105	95	105	102	105	102	105	105	102	105	101	103	1238
CC GN 150-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TV1	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	19
ACP TV2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	26
ACP TG3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8
Total Hidro	313	211	263	247	285	286	314	335	323	325	333	390	3828
Total Term.	330	320	429	407	400	359	367	346	343	368	329	349	4349
Total Gener	643	531	692	655	685	645	681	682	666	694	662	739	7975
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	644	531	692	655	685	645	682	682	666	694	662	739	7975
Dem. Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

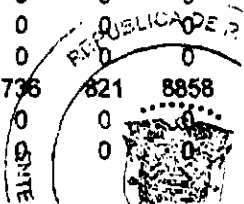


2011													
Planta	X- Ene	X- Feb	X- Mar	X- Abr	X- May	X- Jun	X- Jul	X- Ago	X- Sep	X- Oct	X- Nov	X- Dic	Total
Fortuna	158	88	176	153	146	107	138	129	87	68	121	157	1527
Bayano	36	43	31	20	19	31	36	49	55	83	69	91	562
La Estrella	21	16	14	14	16	22	21	22	23	26	23	23	239
Los Valles	22	16	15	14	19	27	25	27	29	32	29	27	281
Guaciquitas	32	21	29	34	34	42	43	44	47	49	46	41	453
Canjilon	12	8	11	10	14	18	18	18	20	21	20	16	186
Gualaca	9	8	8	7	10	14	13	14	16	17	15	12	143
Los Aniles	12	7	10	9	13	17	17	18	20	21	19	15	178
Chiriqui	18	13	17	18	22	29	28	30	34	37	33	25	304
Santa Maria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pando	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monte Lirio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #3	0	4	13	13	10	1	1	0	0	0	0	10	52
BLM #4	2	5	11	10	9	1	1	1	2	0	0	10	52
PEP	7	7	8	7	8	7	7	6	7	5	7	8	85
John-B #5-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC-BLM#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG-PANAMA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPESA	3	4	6	6	5	3	2	1	3	0	1	6	40
PANAM	19	19	30	29	33	23	23	20	26	28	15	15	281
PACORA-PP	37	34	39	38	39	37	39	39	37	39	36	37	451
CC GNBLM160	110	100	112	109	112	108	112	112	109	112	106	110	1313
TG GN 100-1	37	40	46	48	53	47	47	45	44	45	30	37	520
TG GN 100-2	31	31	41	45	48	39	39	34	37	37	22	28	431
TG GN 100-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG GN 100-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-1	105	95	105	102	105	102	105	105	102	105	102	105	1241
CC GN 150-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
ACP TV1	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	19
ACP TV2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	26
ACP TG3	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
Total Hidro	322	218	312	277	294	305	338	351	330	355	374	409	3884
Total Term.	356	342	417	413	428	375	381	368	372	377	324	370	4522
Total Gener	678	560	729	690	722	680	718	719	702	731	698	779	8406
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	678	560	729	690	722	680	718	719	702	731	698	779	8406
Dem.Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



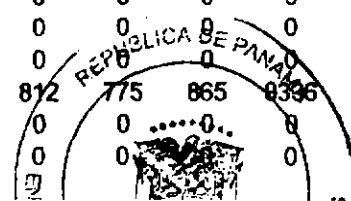
2012

Planta	X Ene	X Feb	X Mar	X Abr	X May	X Jun	X Jul	X Ago	X Sep	X Oct	X Nov	X Dic	Total
Fortuna	159	91	177	130	127	101	122	125	98	66	101	189	1486
Bayano	62	26	21	23	23	26	35	55	54	68	83	48	523
La Estrella	21	16	14	14	17	21	20	20	23	26	24	24	239
Los Valles	22	16	15	14	20	26	24	25	28	32	29	27	279
Guasquitas	32	21	29	29	33	40	41	44	48	50	46	44	458
Canjilones	12	8	11	9	13	17	17	18	20	21	20	16	186
Gualaca	9	6	8	7	10	13	13	14	16	17	15	13	143
Los Aniles	12	8	11	9	12	17	16	18	20	22	19	17	179
Chiriquí	19	13	18	15	21	28	28	30	34	37	33	27	304
Santa María	10	7	9	6	10	9	11	13	15	18	13	15	135
Pando	10	7	7	7	12	15	14	16	18	20	17	17	158
Monte Lirio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEP	1	4	8	8	6	3	2	1	2	1	2	7	45
John-B #5-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC-BLM#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG-PANAMA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPESA	0	0	6	8	2	0	0	0	0	0	0	3	18
PANAM	11	16	33	34	24	17	19	13	15	20	13	16	230
PACORA-PP	38	34	39	37	39	38	39	39	38	39	36	37	451
CC GNBLM160	111	100	112	109	112	109	112	112	109	112	104	110	1314
TG GN 100-1	35	48	61	67	62	63	64	46	41	46	33	39	596
TG GN 100-2	23	41	46	55	58	45	46	35	32	37	25	34	477
TG GN 100-3	18	28	44	49	48	33	33	25	24	29	19	25	374
TG GN 100-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC GN 150-1	105	95	105	102	105	102	105	105	102	105	101	105	1241
CC GN 150-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TV1	2	1	2	2	2	2	2	2	1	2	1	2	18
ACP TV2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	25
ACP TG3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
Total Hidro	368	219	318	264	298	313	342	378	373	377	399	438	4089
Total Term.	347	371	450	463	463	404	415	379	366	393	336	383	4769
Total Gener	715	590	768	727	761	716	757	757	740	770	736	821	8858
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	715	590	768	727	761	716	757	757	740	770	736	821	8858
Dem.Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



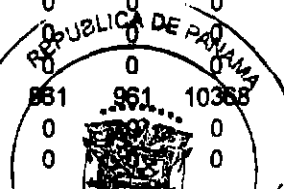
2013

Planta	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	Total
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Fortuna	173	104	166	98	116	102	120	131	113	104	115	163	1504
Bayano	46	44	33	29	24	25	34	52	49	53	67	98	551
La Estrella	20	14	13	14	16	20	21	21	22	26	23	23	232
Los Valles	21	15	14	15	19	25	25	25	27	32	29	26	273
Guasquitas	33	22	28	19	32	41	40	43	48	53	46	40	446
Canjilones	13	8	11	8	13	17	17	18	20	21	20	16	182
Gualaca	10	6	8	6	9	13	13	14	16	17	18	12	141
Los Aniles	12	8	10	7	12	16	16	18	20	22	19	15	175
Chiriquí	20	14	17	13	21	28	27	30	35	37	33	25	299
Santa María	12	7	11	6	8	6	15	12	13	18	15	13	137
Pando	10	6	6	7	11	14	14	16	17	21	17	15	154
Monte Lirio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEP	0	3	8	10	6	2	1	0	2	0	1	7	41
John-B #5-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC-BLM#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG-PANAMA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPESA	0	0	6	7	2	0	0	0	0	0	0	3	18
PANAM	10	15	20	34	21	14	14	9	13	10	11	14	188
PACORA-PP	39	35	39	38	39	37	39	39	37	38	37	39	456
CC GNBLM160	112	101	112	109	112	109	112	112	109	112	109	112	1322
TG GN 100-1	41	41	62	63	66	59	58	51	46	49	40	44	619
TG GN 100-2	31	34	53	62	64	52	52	42	35	36	31	41	533
TG GN 100-3	24	28	45	60	57	40	42	31	29	29	23	32	439
TG GN 100-4	16	19	37	56	45	26	29	23	23	24	17	19	333
CC GN 150-1	105	95	105	102	105	102	105	105	102	105	102	105	1241
CC GN 150-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
ACP TV1	2	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	18
ACP TV2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	25
ACP TG3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
Total Hidro	370	247	317	217	280	310	340	381	380	403	400	444	4087
Total Term.	383	374	493	545	522	445	458	417	400	409	375	421	5241
Total Gener	753	622	810	766	802	755	798	798	779	812	775	865	9328
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P,rdidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	753	622	810	766	802	755	798	798	780	812	775	865	9396
Dem.Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



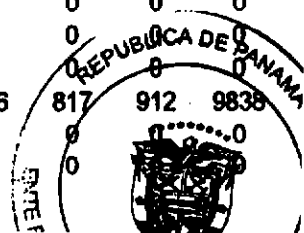
2015

Planta	X- Ene	X- Feb	X- Mar	X- Abr	X- May	X- Jun	X- Jul	X- Ago	X- Sep	X- Oct	X- Nov	X- Dic	Total
Fortuna	168	105	165	152	113	98	117	119	98	66	104	184	1489
Bayano	26	24	69	27	25	32	45	69	54	74	59	64	568
La Estrella	21	16	14	16	16	20	21	21	23	26	24	24	240
Los Valles	22	16	14	14	19	25	25	26	29	32	29	27	278
Guasquitas	34	23	29	26	30	41	42	43	48	49	45	44	453
Canjilones	13	9	11	10	12	17	17	18	20	21	19	18	187
Gualaca	10	7	8	8	9	13	13	14	16	17	15	13	144
Los Aniles	12	8	10	10	11	16	16	18	20	22	19	17	179
Chiriquí	20	14	17	16	20	28	28	31	34	37	33	28	306
Santa María	12	8	9	11	9	9	11	12	13	17	14	15	139
Pando	10	7	6	7	11	14	14	16	18	21	18	16	157
Monte Lirio	12	8	9	9	14	19	19	24	28	32	26	20	219
BLM #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEP	0	0	8	7	4	1	0	0	1	0	1	6	28
John-B #5-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC-BLM#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG-PANAMA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPESA	0	0	5	5	0	0	0	0	0	0	0	1	11
PANAM	8	13	14	13	18	12	10	7	11	11	10	13	140
PACORA-PP	37	34	39	38	39	37	39	38	37	37	35	36	445
CC GNBLM180	109	100	112	109	112	109	112	112	108	111	105	108	1308
TG GN 100-1	37	39	47	51	52	52	50	37	35	37	34	37	518
TG GN 100-2	34	30	41	46	58	41	41	28	28	30	28	35	439
TG GN 100-3	23	18	33	38	52	29	29	22	22	26	21	23	338
TG GN 100-4	14	17	23	27	40	19	22	17	16	21	16	17	248
CC GN 150-1	105	95	105	102	105	102	105	105	102	105	102	105	1242
CC GN 150-2	105	95	105	102	105	102	105	105	102	105	101	105	1239
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TV1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	18
ACP TV2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	25
ACP TG3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8
Total Hidro	359	244	361	306	289	331	369	410	400	414	405	471	4360
Total Term.	478	446	538	545	601	508	517	476	486	488	456	489	6008
Total Gener	836	690	899	851	890	839	886	887	866	902	861	961	10368
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	836	690	899	851	890	839	886	887	866	902	861	961	10368
Dem.Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



2014

Planta	X- Ene	X- Feb	X- Mar	X- Abr	X- May	X- Jun	X- Jul	X- Ago	X- Sep	X- Oct	X- Nov	X- Dic	Total
Fortuna	141	110	130	104	111	98	117	117	86	47	105	184	1351
Bayano	43	18	24	27	20	24	43	46	55	67	77	57	499
La Estrella	20	15	13	14	16	21	21	21	23	26	24	23	236
Los Valles	21	15	14	15	20	26	25	26	29	32	29	27	280
Guasquitas	29	23	24	21	31	40	41	44	47	49	45	43	437
Canjllones	11	9	9	8	12	17	17	19	20	21	20	17	181
Gualaca	9	7	7	6	9	13	13	14	16	17	15	13	139
Los Aniles	11	8	9	8	12	16	16	18	20	21	19	16	174
Chiriquí	18	14	15	14	20	28	28	31	34	37	33	28	297
Santa María	11	8	10	9	8	9	11	11	14	18	16	15	140
Pando	10	7	8	7	11	15	14	16	17	20	16	15	155
Monte Lirio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEP	0	0	7	8	1	0	0	0	1	1	1	3	22
John-B #5-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BLM #8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC-BLM#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG-PANAMA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPESA	0	0	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	5
PANAM	6	10	18	20	16	11	8	8	10	13	7	11	137
PACORA-PP	38	34	39	37	39	38	39	38	36	36	33	35	442
CC GNBLM160	112	101	112	109	112	109	112	112	108	110	99	105	1300
TG GN 100-1	36	34	57	57	62	47	43	39	34	42	28	37	516
TG GN 100-2	28	21	54	55	56	37	34	29	27	32	20	32	425
TG GN 100-3	20	15	49	47	45	22	26	22	21	29	16	22	334
TG GN 100-4	15	13	36	31	26	17	18	16	16	22	13	16	241
CC GN 150-1	105	95	105	102	105	102	105	105	102	105	102	105	1241
CC GN 150-2	105	95	105	102	105	102	105	105	102	105	97	105	1235
ACP TG1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP TV1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	2	1	2	18
ACP TV2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	25
ACP TG3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7
Total Hidro	324	233	262	231	272	308	345	363	360	356	398	437	3889
Total Term.	470	422	591	575	573	488	496	479	461	500	419	475	5949
Total Gener	794	655	853	807	845	796	841	841	821	856	817	912	9838
Import.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	794	655	853	807	845	796	841	841	822	856	817	912	9838
Dem.Interr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

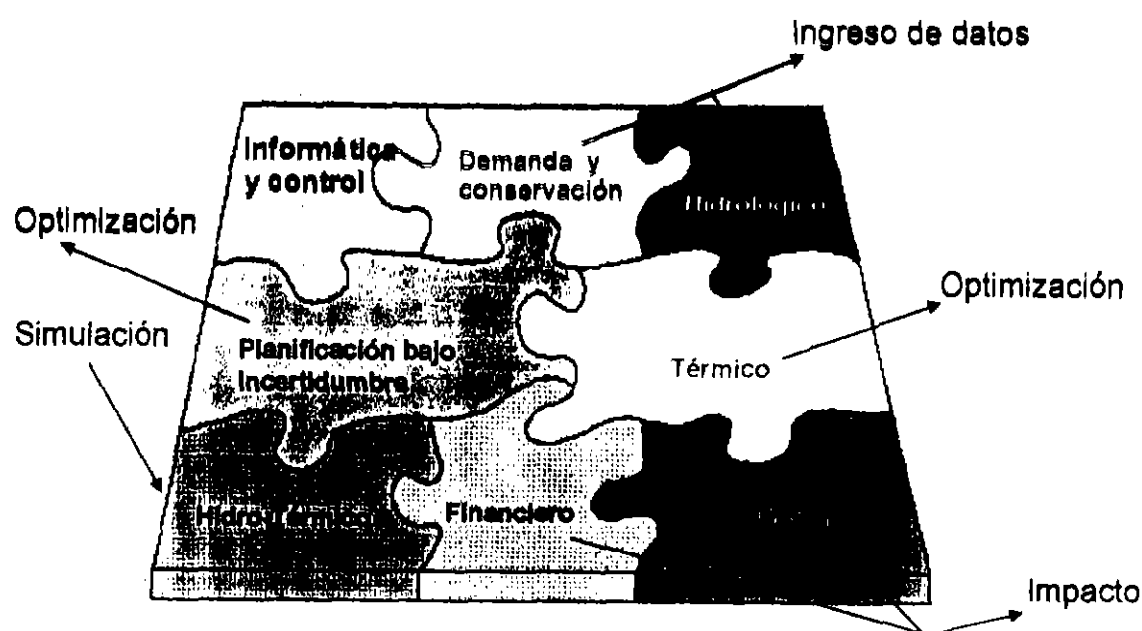


ANEXO No. 4

HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES UTILIZADAS

S	istema	<i>Modelo para la</i>
U	nificado de	<i>planificación de la</i>
P	lanificación	<i>generación e</i>
E	létrica	<i>interconexiones</i>
R	egional	<i>de sistemas</i>
		<i>eléctricos</i>
		<i>para uso de:</i>
		♦empresas públicas.
		♦privadas e
		♦inversionistas

Componentes del Modelo



Para la planificación de la expansión del sistema de Generación de Panamá se utilizó como herramienta computacional el Modelo Super, desarrollado por la Organización Latinoamericana de Energía OLADE y el Banco Interamericano de Desarrollo. Adicionalmente se utilizó otro Modelo, el SDDP, que posteriormente se detallara más adelante.

El Modelo Super consta de 7 Módulos:

- 1 Módulo de Demanda
- 2 Módulo Hidrológico
- 3 Módulo de Incertidumbre
- 4 Módulo Hidrotérmico
- 5 Módulo Térmico
- 6 Módulo Financiero
- 7 Módulo Ambiental

Para fines nuestros se usan los 3 primeros módulos; el Demanda, el Hidrológico y el Incertidumbre.

MODULO DE DEMANDA.

OBJETIVO: Modelación de Curvas de Carga a partir de datos históricos

- Desagregación en sectores de consumo, regiones y subsistemas.
- Despachos de programas de conservación de energía y administración de carga (CEAC)
- Análisis económico de programas CEAC
- Predespacho energías no convencionales: filo de agua, solar, eólica, etc.
- Información para otros módulos del SUPER.

MODULO HIDROLOGICO.

OBJETIVO: Reconstrucción caudales naturales y generación series sintéticas

- Considera configuraciones complejas y usos alternativos del agua.
- Relleno de datos y construcción de series de igual longitud
- Secuencias históricas con una probabilidad de ocurrencia dada.
- Información del sistema hidráulico para el MODTER (WAPIII).
- Generación de caudales sintéticos.

MODULO DE INCERTIDUMBRE.

OBJETIVO:
expansión

Genera estrategias de

- Incertidumbre en: demanda, costos de combustibles y periodos de Construcción;
- Minimiza el máximo arrepentimiento;
- Representación restricciones financieras;
- Modelación de sistemas interconectados;
- Modela contratos compraventa de energía

Usuarios activos y potenciales usuarios del Modelo

PAISES

USUARIOS	POTENCIALES
⇒ BRASIL	⇒ ARGENTINA
⇒ COLOMBIA	⇒ BOLIVIA
⇒ COSTA RICA	⇒ GUATEMALA
⇒ CHILE	⇒ MÉXICO
⇒ ECUADOR	⇒ PARAGUAY
⇒ EL SALVADOR	⇒ PERÚ
⇒ GUATEMALA	⇒ URUGUAY
⇒ HONDURAS	⇒ EL CARIBE
⇒ NICARAGUA	
⇒ PANAMÁ	
⇒ VENEZUELA	

ORGANISMOS INTERNACIONALES

USUARIOS	POTENCIALES
➤ BID	➤ BANCO MUNDIAL ➤ CEPAL
➤ O I E A	➤ GEF ➤ CEAC

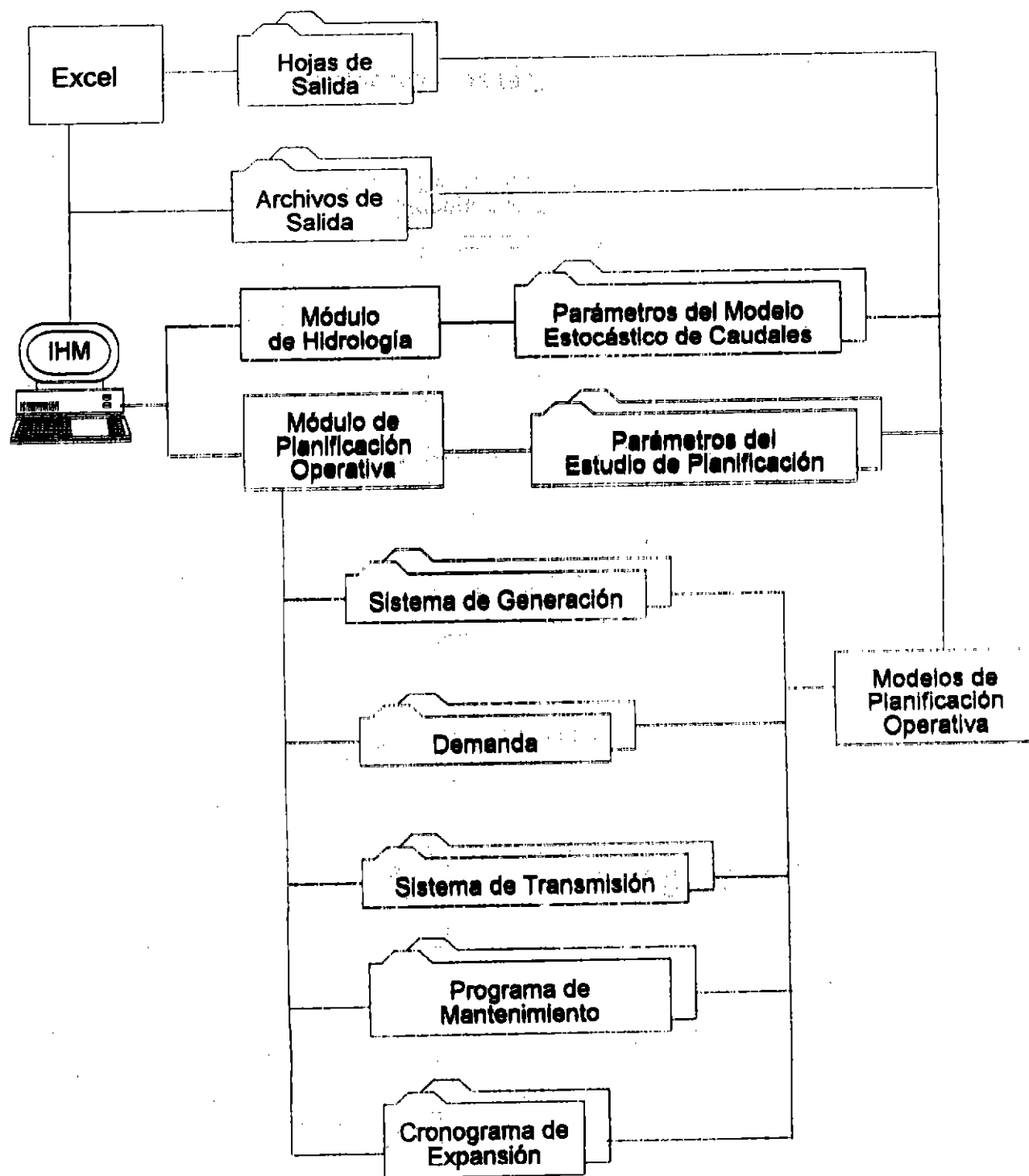
STOCHASTIC DUAL DYNAMIC PROGRAMMING.

* ESTRUCTURA DEL MODELO.

El modelo SDDP se compone de dos módulos principales:

1. **Módulo de Planificación Operativa** - Determina la política operativa más económica para los embalses, teniendo en cuenta las incertidumbres en las afluencias futuras y las restricciones en la red de transmisión; simula la operación del sistema a lo largo del periodo de planificación, para distintos escenarios de secuencias hidrológicas; calcula índices de desempeño tales como el promedio de los costos operativos, los costos marginales por barra y por bloque de carga, y los intercambios óptimos entre empresas; determina la operación óptima de corto plazo
2. **Módulo Hidrológico** - Determina los parámetros del modelo estocástico de caudales.

La Figura presenta el flujo de ejecución de los módulos, los principales datos de entrada, y los enlaces entre los módulos de cálculo de política operativa y simulación.

**Flujo de Ejecución de la Planificación Operativa /**

* FLUJO DE DATOS.

Los datos de entrada para el módulo de la política operativa incluyen:

1. Datos del sistema:
 - características del sistema hidroeléctrico (topología de los embalses, coeficientes de producción, límites de almacenamiento, límites de turbinamiento etc.)
 - características de las centrales térmicas (potencia instalada, factores de disponibilidad, costos operativos etc.)
 - programa de mantenimiento de los equipos
 - características del sistema de transmisión (topología de la red, susceptancia y límites de flujo en los circuitos)
2. Demanda para cada etapa, cada bloque y cada barra de carga
3. Parámetros del modelo estocástico de caudales

Los datos de entrada para el módulo hidrológico incluyen:

- topología de los embalses
- datos históricos de los caudales

* PROGRAMACION DINAMICA DUAL ESTOCASTICA

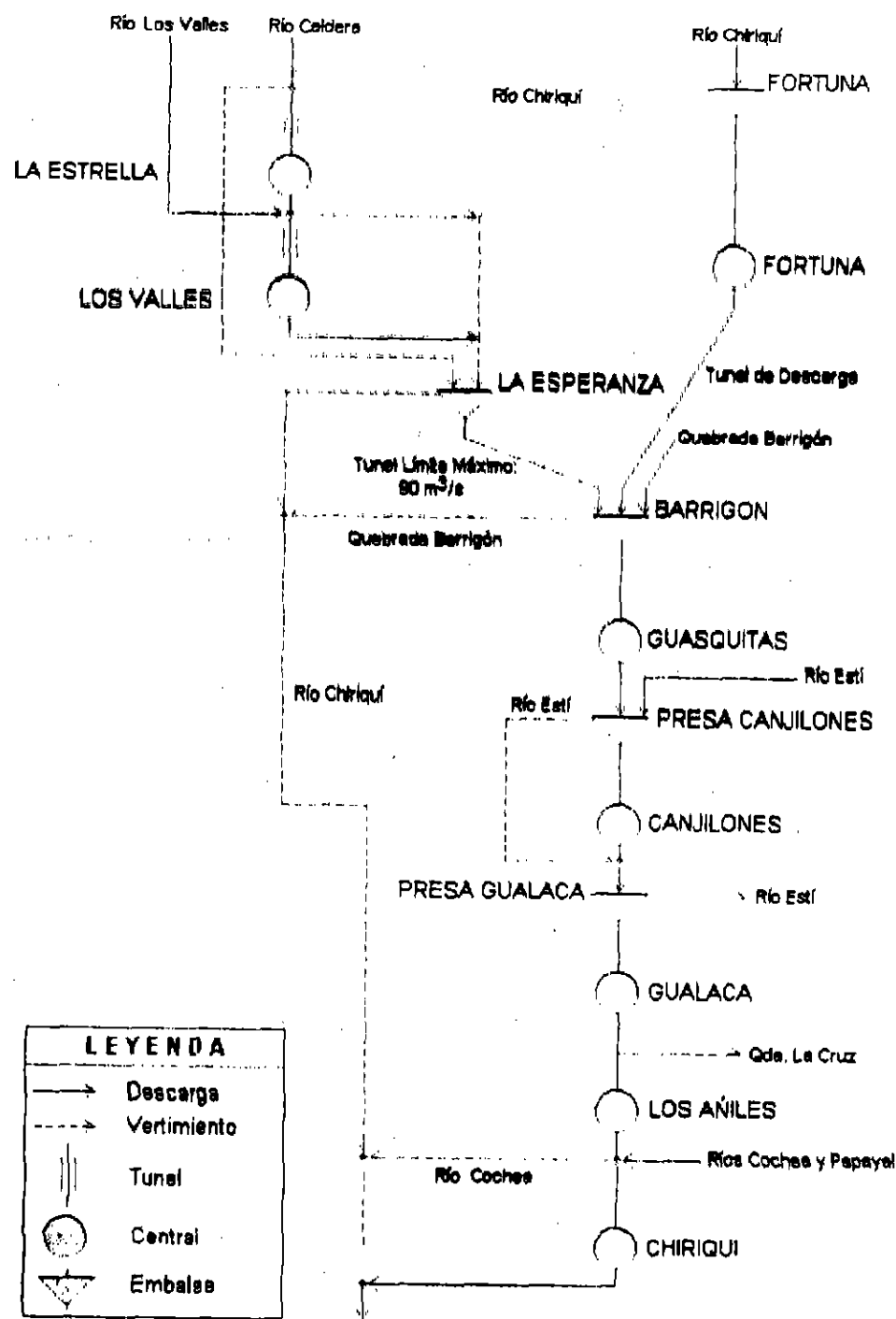
La programación dinámica dual estocástica es la que permite efectuar la valoración del agua en sistemas hidrotérmicos con numerosos embalses. El concepto de valoración del agua almacenada permite efectuar un desacoplamiento temporal del problema de operación hidrotérmica. Esta valoración del agua hace que las plantas hidroeléctricas, para efectos de despacho, puedan ser consideradas como plantas termoeléctricas, asignándoles el costo correspondiente a la valoración del agua. En esta forma, el despacho se realizaría de acuerdo con el orden de mérito del conjunto de recursos térmicos e hidroeléctricos.

La programación dinámica dual estocástica parte de una representación estocástica de las series temporales hidrológicas pertinentes. La versión del SDDP utilizada permite representar los aportes hidrológicos mensuales por medio de sus medias, desviaciones típicas, coeficientes de asimetría, estructura de correlación temporal dada por un modelo autorregresivo hasta de orden 6 y la estructura de la correlación espacial. Esta representación permite utilizar los parámetros para una generación de secuencias hidrológicas igualmente probables, las cuales preservan las características de la serie original. Dichas secuencias permiten simular el sistema hidrotérmico y observar su comportamiento para cada una de ellas. Dado que ellas son igualmente probables, de los resultados de las simulaciones es posible inferir acerca del comportamiento probabilístico de diversas variables producto de la operación del sistema.

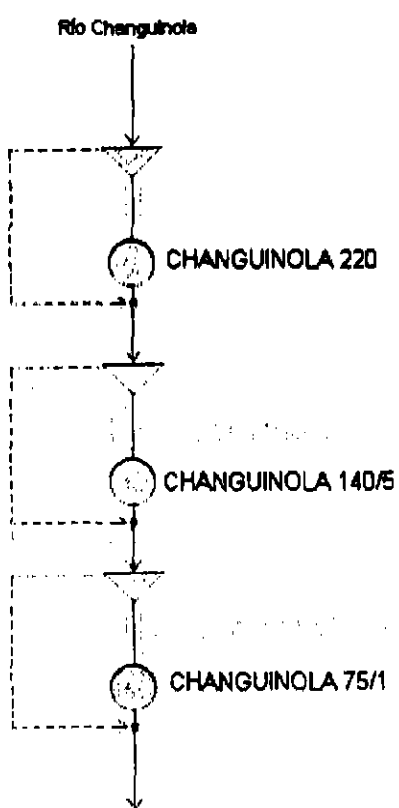
La programación dinámica dual estocástica opera en dos fases: en una primera fase el modelo halla la política de operación por medio de cortes de Benders, los cuales, en la práctica, lo que permiten es valorar el agua en cada uno de los embalses del sistema como función del contenido de los mismos y de la historia hidrológica en períodos anteriores. Una vez se ha obtenido la política operativa el modelo efectúa una simulación para cada una de N secuencias generadas sintéticamente.

El modelo SDDP permite efectuar una representación bastante detallada de cada una de las plantas del sistema, el suministro de combustible, la disponibilidad hidrológica, la demanda y la red de transmisión bien sea incluyendo pérdidas en el sistema o sin incluirlas.

MODELO SUPEROLADE-BID
MODULO HIDROLOGICO
TOPOLOGIA CUENCA DEL RIO CHIRIQUI

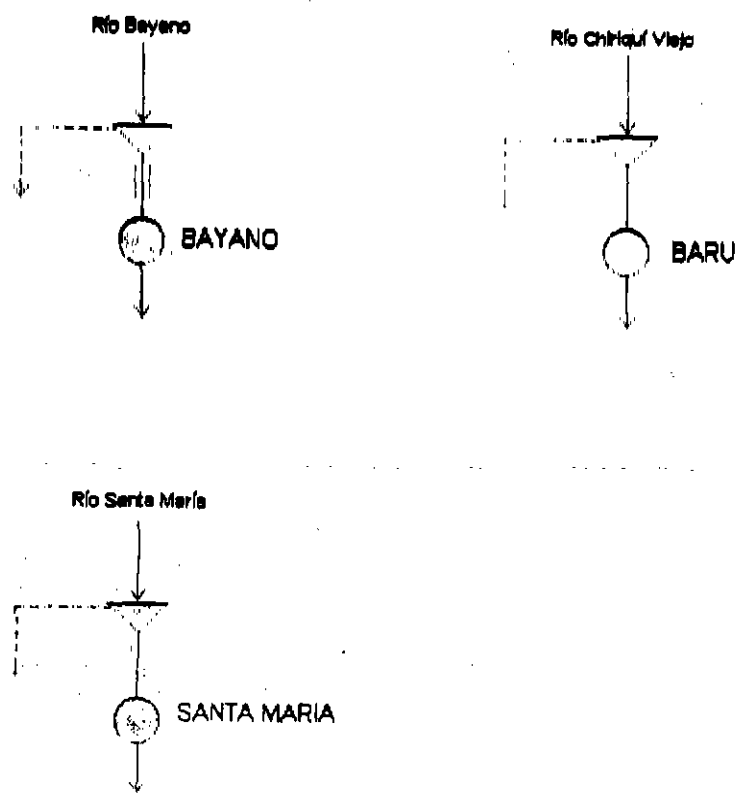


MODELO SUPERIOCADE-BID
MODULO HIDROLOGICO
TOPOLOGIA CUENCA DEL RIO CHANGUINOLA



LEYENDA	
	Descarga
	Vertimiento
	Tunel
	Central
	Embalse

MODELO SUPEROLADE-BID
MODULO HIDROLOGICO
TOPOLOGIA CUENCA DE LOS RIOS
BAYANO, BARU Y SANTA MARIA



LEYENDA	
	Descarga
	Vertimiento
	Tunel
	Central
	Embalse

**MODELO SUPERVLADE-BID
MODULO PLANIFICACION BAJO INCERTIDUMBRE
PLANTAS HIDROELECTRICAS EXISTENTES**

PLANTAS	TIPO	EFICIENCIA	CAUDAL PROM. m ³ /s	CAUDAL TURBINADO m ³ /s	CAIDA NETA m	CAPACIDAD INSTALADA MW	ENERGIA PROM. GWh
Bayano	Embalse	0.830	151.1	340.0	52.00	150	560
La Estrella	Filo de Agua	0.880	8.7	12.5	358.0	42	236
Los Valles	Filo de Agua	0.880	13.0	19.1	280.0	48	274
Fortuna	Embalse	0.870	25.8	45.0	768.0	300	1500

**MODELO SUPERVLADE-BID
MODULO PLANIFICACION BAJO INCERTIDUMBRE
PROYECTOS HIDROELECTRICOS**

PROYECTOS	TIPO	EFICIENCIA	CAUDAL PROM. m ³ /s	CAUDAL TURBINADO m ³ /s	CAIDA NETA m	CAPACIDAD INSTALADA MW	ENERGIA PROM. GWh
Guesquitas	Filo de Agua	0.940	68.4	114.0	79.9	84	449
Canjilones	Filo de Agua	0.920	75.5	125.0	30.83	34.8	178
Gualaca	Filo de Agua	0.920	75.5	125.0	23.2	28	127
Los Añiles	Filo de Agua	0.920	75.5	125.0	28.9	35	160
Chiriquí	Filo de Agua	0.920	91.0	155.0	40.3	54	291
Changuinola 75/1	Embalse	0.92	138.7	198.0	81.16	158	813
Changuinola 140/5	Embalse	0.92	136.5	213.0	81.64	132	661
Changuinola 220	Embalse	0.92	85.2	133.0	82.90	128	551
Barú	Embalse	0.883	46.9	77.1	225.0	150	800
Santa María	Embalse	0.915	40.6	79.5	42.8	30.5	136
Pando	Filo de Agua	0.905	10.1	16.2	223	32	174
Monte Lirio	Filo de Agua	0.905	15.7	23.9	236	50	286



MODELO SUPEROLADE-BID
MODULO PLANIFICACION BAJO INCERTIDUMBRE
TABLA COTA - AREA - VOLUMEN

FORTUNA		
Cota	Area	Volumen

1000	0.73	5.27
1010	1.51	16.26
1020	2.52	36.18
1030	3.74	67.29
1040	5.18	111.72
1050	6.81	171.50

BAYANO		
Cota	Area	Volumen

50.00	167.88	1784.71
52.50	188.49	2242.00
55.00	232.45	2779.96
57.50	289.90	3407.15
60.00	310.99	4132.48
62.50	355.86	4885.23

Changuinola 78		
Cota	Area	Volumen

135	6.00	127.80
137	6.23	139.70
140	6.58	157.54
145	7.16	191.89
147	7.40	208.00

Changuinola 140		
Cota	Area	Volumen

205	2.85	68.41
208	3.00	73.01
210	3.35	85.00
213	3.67	94.43
215	3.88	100.71

Changuinola 220		
Cota	Area	Volumen

280	5.10	137.90
290	6.88	200.00
300	8.70	275.90
310	9.85	369.20
320	11.00	472.90

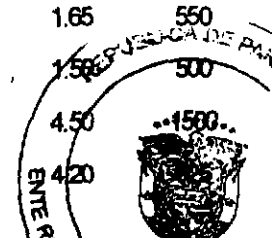
PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA MW	RENDIMIENTO		TIPO DE COMBUSTIBLE	Factor de Capacidad	O & M		Fecha de Retiro
		BTU/KWh	(%)			FIJOS \$/V año	VAR \$/MWh	
Bahía Las Minas 2	40	11,867	29	Bunker	0.68	22.00	3.40	Ene-2010
Bahía Las Minas 3	40	11,867	29	Bunker	0.68	22.00	3.40	Ene-2012
Bahía Las Minas 4	40	11,867	29	Bunker	0.61	22.00	3.40	Ene-2012
Ciclo Combinado ELM	160	7,700	44	Diesel Marino	0.85	31.89	3.24	
Turbina de Gas Panamá	40	14,436	24	Diesel	0.80	9.38	5.50	Ene-2010
PetroEléctrica Panamá	55	8,990	38	Bunker	0.92	(1)	14.21	
Copasa	42	9,713	35	Diesel	0.87	(2)	(3)	
Pan_Am	96	8,436	40	Bunker	0.90	181.80	6.60	

NOTA:

- (1): PetroEléctrica Panamá: O&M Fijo hasta Dic 2001 = 218.0 \$/MWh/año, de Ene 2002 en adelante = 68.0 \$/MWh/año.
 (2): Copasa: O&M Fijo = 65.40 \$/MWh/año hasta Diciembre 2000 y a partir de Enero 2001 = 15.00 \$/MWh/año.
 (3): Copasa: O&M Variable el año 2000 = 17.7 \$/MWh, y del año 2001 en adelante = 3.4 \$/MWh.

MODELO SUPERVLADE-BID
MODULO PLANIFICACION BAJO INCERTIDUMBRE
PROYECTOS TERMICOS

PROYECTO	CAPACIDAD INSTALADA MW	RENDIMIENTO		TIPO DE COMBUSTIBLE	Factor de Capacidad	O & M		INVERSION \$/KW
		BTU/KWh	(%)			FIJOS \$/V año	VAR \$/MWh	
TG Aeroderivada	50.0	8,244	41%	Diesel Liv	0.92	15.00	3.50	400
TG Heavy Duty	50.0	11,566	30%	Diesel Liv	0.92	9.38	2.70	450
Diesel de Media Veloc.	100.0	7,774	44%	Bunker C	0.90	51.30	8.70	875
Ciclo Combinado	100.0	7,889	43%	Diesel Liv	0.90	39.24	2.40	600
Ciclo Combinado	150.0	7,584	45%	Diesel Liv	0.90	31.89	1.95	550
Turbina de Gas	100.0	10,429	33%	Gas Natural	0.95	6.25	1.80	400
Ciclo Combinado	150.0	7,110	48%	Gas Natural	0.95	28.67	1.65	550
Ciclo Combinado	250.0	6,826	50%	Gas Natural	0.95	28.06	1.58	500
Carbón 150	150.0	9,751	35%	Carbón	0.85	68.99	4.50	1500
Carbón 250	250.0	10,192	33%	Carbón	0.85	64.39	4.20	1500



AVISOS

AVISO
Al tenor del Artículo del Código de Comercio, aviso al público que he vendido mi establecimiento comercial denominado "MINI SUPER, CARNICERIA Y LAVAMATICO YOLANDA", ubicado en Buena Vista Nº 85 corregimiento de Buena Vista, Colón a la señora SHAN QUI ZOU HO, con cédula de identidad personal N-19-703.

DENIS PARRIA
GONZALEZ DE DIAZ
7-91-2242
L-473-043-80
Tercera publicación

AVISO
Se hace saber al público en general en cumplimiento del Artículo 777 del Código de Comercio: que el señor **ALCIBIADES JULIAN IGUALADA**, con cédula de identidad personal N° 7-107-379, con domicilio en Barriada 11 de Octubre, corregimiento de Macaracas, distrito de Macaracas, provincia de Los Santos, ha realizado la venta real y efectiva de los derechos sobre la licencia comercial tipo B, cuya denominación es **MATERIALES SAN JUAN**, ubicado en Bda. Bella Vista, corregimiento de

Macaracas, distrito de Macaracas, provincia de Los Santos a favor de la sociedad **SERVICIOS Y MATERIALES SAN JUAN S.A.**

Licdo. ALEXIS E. CANO
L-473-082-37
Segunda publicación

AVISO
Se hace saber al público en general que en cumplimiento del Artículo 777 del Código de Comercio la señora **OLGA ETEL-VINA MUDARRA VELASQUEZ**, con cédula de identidad personal N° 7-93-1321, con domicilio en el corregimiento de Llano de Piedras, distrito de Macaracas, provincia de Los Santos, propietaria de los derechos sobre las licencias comerciales tipo B, cuya denominación es **FARMACIA Y MUEBLERIA LOS REYES Y CANTINA EL RECREO**, ubicadas en Calle El Comercio, corregimiento de Macaracas, distrito de Macaracas, provincia de Los Santos, ha realizado la venta efectiva de los establecimientos denominados a favor de la sociedad grupo **LOS REYES S.A.**

Licdo. ALEXIS E. CANO
L-473-082-45
Segunda publicación

AVISO
BENIGNA BARRIOS DE BARRIOS panameña con cédula de identidad personal 782-214, residente en Nueva Libia calle principal casa 232 Alcañedíaz. Por este medio hago público la cancelación por traspaso de mi patente comercial tipo B con registro 4622 correspondiente al establecimiento "RESTAURANTE BAR NOEL" concedido mediante la Resolución 889 del 24 de abril de 1996.

BENIGNA DE BARRIOS
782-214
L-473-103-49
Segunda publicación

AVISO
YO MAN KIT LEUN, con cédula E-8-53792, traspaso el negocio denominado "ELECTRONICA PLAZA TOCUMEN" a la señora **CONSUELO OROZCO DE LEUNG** con cédula E-8-51592.
L-473-104-20
Primera publicación

AVISO
YO MAN KIT LEUN, con cédula E-8-53792, traspaso el

negocio denominado "SERVICENTRO AUDIOVISUAL" a la señora **CONSUELO OROZCO DE LEUNG** con cédula E-8-51592.
L-473-104-38
Primera publicación

AVISO
Al tenor del Artículo 777 del Código de Comercio por este medio aviso al público que mediante Escritura Pública N° 3714, del 23 de abril de 2001, de la Notaría Quinta del Circuito de Panamá, he vendido el establecimiento comercial denominado **MINI SUPER CHEN**, ubicado en Las Cumbres, Alcañedíaz, Via Boyd Roosevelt, Villa Grecia, corregimiento Alcañedíaz, al joven **JUAN CHOK LOO**, con cédula de identidad personal N° 8-753-1998.
Panamá, 25 de mayo de 2001.

ELIZABETH GANG TAI LIM DE NG
L-473-130-46
Primera publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se hace de conocimiento público que mediante Escritura Pública N° 5724 de 7 de mayo de 2001, extendida en la Notaría Tercera

del del Circuito de Panamá, microfilmada en la ficha: 347719 Documento: 230669, de la Sección de Micropelículas Mercantil de Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **ZEE COPY, S.A.** y al mismo tiempo se cancela la licencia comercial N° 19984676.
L-473-070-45
Primera publicación

AVISO
Al tenor del Artículo 777 del Código de Comercio por este medio aviso al público que mediante Escritura Pública N° 3598, del 18 de abril de 2001, de la Notaría Quinta del Circuito de Panamá, he vendido el establecimiento comercial denominado **ABARROTERIA Y CARNICERIA ROSA**, ubicado en Calle y Avenida Ernesto T. Lefevre, Local S/N, corregimiento Alcañedíaz, al señor **CARLOS YAU LAU**, con cédula de identidad personal N° PE-9-432.
Panamá, 25 de mayo de 2001.

EDGARDO EDUARDO CHUNG NG
8-317-788
L-473-130-62
Primera publicación

EDICTOS AGRARIOS

REPUBLICA
DE PANAMA
MINISTERIO
DE DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL
DE REFORMA
AGRARIA
REGION 5
PANAMA OESTE
EDICTO N° 071-DRA-
2001

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:
Que el señor (a) **KATIA ISABEL BOYD DE GARCIA DE PAREDES**, vecino (a) de San Francisco, del

corregimiento de San Francisco, Distrito de Panamá, Provincia de Panamá, portador de la cédula de identidad personal N° PE-4-337, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud N° 8-5-089 del 11 de febrero de 2000, según plano

aprobado N° 803-04-15127, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 8 Has + 7690.83 M2., de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario. El terreno está ubicado en la localidad de Monte

Oscuro Arriba, Corregimiento de Cermeño, Distrito de Capira, Provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos:
NORTE: Katia Isabel Boyd de García de Paredes, Regino González Polanco y Quebrada La Huaca.

SUR: Carretera de asfalto 20 mts. a Cermeño y a Monte Oscuro.

ESTE: Regino Gonzálz Polanco y Luis Efraín Hernández con quebrada Ocañade por medio y quebrada La Huaca.

OESTE: Jorge Francisco Boyd Boyd y Juan Francisco Boyd Boyd.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de Capira o en la corregiduría de Cermeño y copia del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Capira a los 21 días del mes de marzo de 2001.

GLORIA E. SANCHEZ

Secretaria Ad-Hoc

ING. RICARDO

HALPHEN

Funcionario

Sustanciador

L-471-717-53

Unica Publicación R

REPUBLICA
DE PANAMA
MINISTERIO
DE DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL
DE REFORMA
AGRARIA
REGION 5
PANAMA OESTE
EDICTO Nº 072-DRA-
2001

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) **ESTEBAN MARQUEZ**

ESTURAIN Y OTROS, vecino (a) de Llanito Verde, del corregimiento de Hurtado, Distrito de La Chorrera, portador de la cédula de identidad personal Nº 8-84-147 ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud Nº 8-5-970-2000, según plano aprobado Nº 807-10-15009, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 0 Has + 3432.20 M2. de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de Las Lomas, Corregimiento de Hurtado, Distrito de La Chorrera, Provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos: **NORTE:** Quebrada Cacao.

SUR: Carretera de 30.00 mts. hacia Cerro Cama y hacia carretera Interamericana.

ESTE: Eugenio Márquez Reina.

OESTE: Carretera de 30.00 mts. hacia Cerro Cama y hacia carretera Interamericana.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de La Chorrera o en la corregiduría de Hurtado y copia del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Capira a los 22 días del mes de marzo de 2001.

YAHIRA RIVERA M.

Secretaria Ad-Hoc

ING. RICARDO

HALPHEN

Funcionario

Sustanciador

L-471-917-49

Unica Publicación R

REPUBLICA
DE PANAMA
MINISTERIO
DE DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL
DE REFORMA
AGRARIA
REGION 5
PANAMA OESTE
EDICTO Nº 073-DRA-
2001

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) **ESTEBAN MARQUEZ ESTURAIN Y OTROS,** vecino (a) de Llanito Verde, Corregimiento de Hurtado, Distrito de La Chorrera, portador de la cédula de identidad personal Nº 8-84-147, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud Nº 8-5-971-2000, según plano aprobado Nº 807-10-15063, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 14 Has + 5760.18 M2., de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de Las Lomas, Corregimiento de Hurtado Distrito de La Chorrera, Provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos: **NORTE:** Apolonia Márquez Esturain.

SUR: Servidumbre hacia Corozalez Afuera y hacia Corozales Adentro.

ESTE: Leonidas

Acevedo, camino de tierra de 10.00 mts. Hacia Loma Jordanal y hacia servidumbre.

OESTE: Servidumbre hacia Corozales Adentro y hacia Corozalez Afuera.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de La Chorrera o en la corregiduría de Hurtado y copia del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Capira a los 22 días del mes de marzo de 2001.

YAHIRA RIVERA M.

Secretaria Ad-Hoc

ING. RICARDO

HALPHEN

Funcionario

Sustanciador a.i.

L-471-919-73

Unica Publicación R

REPUBLICA
DE PANAMA
MINISTERIO
DE DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL
DE REFORMA
AGRARIA
REGION 5
PANAMA OESTE
EDICTO Nº 074-DRA-
2001

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) **CARMEN EDITH VEGA DE MUÑOZ,** vecino (a) de Campo Limberg, Corregimiento de Juan Díaz, Distrito de Panamá, portador de la

cédula de identidad personal Nº 8-87-198 ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud Nº 8-5-071-2000, según plano aprobado Nº 809-04-15079, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 0 Has + 3750.66 M2. ubicada en Alto de la Cruz, Corregimiento de El Guayabito, Distrito de San Carlos, Provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos: **NORTE:** Terreno de Luzmila Vega de Candanedo.

SUR: Calle de tierra hacia la C.I.A. y hacia El Guayabito.

ESTE: Terreno de Luzmila Vega de Candanedo.

OESTE: Terreno de Braulio Rodríguez.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de San Carlos o en la corregiduría de El Guayabito y copia del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Capira a los 23 días del mes de marzo de 2001.

MELVIS DE

MARTINEZ

Secretaria Ad-Hoc

ING. RICARDO

HALPHEN

Funcionario

Sustanciador

L-472-016-63

Unica Publicación R

REPUBLICA

DE PANAMA
MINISTERIO
DE DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL
DE REFORMA
AGRARIA
REGION 5
PANAMA OESTE
EDICTO Nº 075-DRA-
2001

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:
Que el señor (a) **DONATILA DE SEDAS DE MORAN**, vecino (a) de Cerro Batea - Sector Nº 11, del Corregimiento de Belisario Porras, Distrito de San Miguelito, portador de la cédula de identidad personal Nº 8-70-313 ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud Nº 8-5-459-1998, según plano aprobado Nº 803-02-14725 la adjudicación a título oneroso de 2 parcelas de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de: Globo A 0 Has + 889.64 M2. Globo B. 0 Has + 2122.37 M2., de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de Caimito, Corregimiento de Caimito, Distrito de Capira, Provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos:

PARCELA: A. 0 Has + 889.64 M2.

NORTE: Terreno de Manuel Miranda.

SUR: Terreno de Reyes Salcedo.

ESTE: Río Caimito.

OESTE: Servidumbre.

PARCELA: B. 0 Has + 2122.37 M2.

NORTE: Terreno de Reyes Salcedo.

SUR: Terreno de Reyes

Salcedo.

ESTE: Servidumbre hacia el poblado de Caimito y hacia otros lotes.

OESTE: Terreno de Reyes Salcedo.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de Capira o en la corregiduría de Caimito y copia del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Capira a los 23 días del mes de marzo de 2001.

MELVIS DE
MARTINEZ
Secretaría Ad-Hoc
ING. RICARDO
HALPHEN
Funcionario
Sustanciador
L-472-882-67
Unica Publicación R

REPUBLICA
DE PANAMA
MINISTERIO
DE DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL
DE REFORMA
AGRARIA
REGION 5
PANAMA OESTE
EDICTO Nº 076-DRA-
2001

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:
Que el señor (a) **VELLANIRA MORAN DE PIANETTA Y OTROS**, vecino (a) de Los Andes Nº 2, del Corregimiento de Amelia Denis de Icaza, Distrito de San

Miguelito, portador de la cédula de identidad personal Nº 8425-715 ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud Nº 8-5-870-2000, según plano aprobado Nº 809-04-15107, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de: 0 Has + 2353.75 M2., de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de La Peña, Corregimiento de El Guayabito, Distrito de San Carlos, Provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Carretera de tierra de 15.00 mts. hacia San Carlos y hacia La Peña.

SUR: Sixto Navarro y César Morán.

ESTE: Iglesia Comunidad Evangélica Monte de Sión y César Morán.

OESTE: Manuel Enrique Samaniego.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de San Carlos o en la corregiduría de El Guayabito y copia del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Capira a los 28 días del mes de marzo de 2001.

YAHIRA RIVERA M.
Secretaría Ad-Hoc
ING. RICARDO
HALPHEN
Funcionario
Sustanciador a.i.

L-472-524-86
Unica Publicación R

REPUBLICA
DE PANAMA
MINISTERIO
DE DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL
DE REFORMA
AGRARIA
REGION 5
PANAMA OESTE
EDICTO Nº 077-DRA-
2001

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:
Que el señor (a) **EVILA BEITIA RENIS**, vecino (a) de Nuevo Chorrillo, del Corregimiento de Juan Demóstenes Arosemena, Distrito de Arraiján, portador de la cédula de identidad personal Nº 8-165-2544 ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud Nº 8-5-893-2000, según plano aprobado Nº 801-01-15056, la adjudicación a título oneroso de 2 parcelas de tierra Patrimonial adjudicable, con una superficie de: 1 Has + 3,056.61 M2., que forma parte de la Finca Nº 6150, inscrita al Rollo Nº 22759, Documento 8, de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de Río Potrero, Corregimiento de Cabecera, Distrito de Arraiján, Provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos:

PARCELA: "A" Tierra Baldía Nacional - Superficie 8458.02 M2.

NORTE: Camino de tierra hacia carretera principal de Nuevo Chorrillo hacia otras

fincas.

SUR: Evila Beitia Renis.

ESTE: Río Potrero.

OESTE: Evila Beitia Renis y camino de tierra hacia carretera principal. PARCELA "B" Tierra Patrimonial - Superficie: 0 Has + 4598.59 m2. (Rollo 22759, Documento 8, Finca 6150).

NORTE: Evila Beitia Renis.

SUR: Río Potrero.

ESTE: Río Potrero.

OESTE: Servidumbre, Evila Beitia Renis.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de Arraiján o en la corregiduría de Arraiján Cabecera y copia del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Capira a los 29 días del mes de marzo de 2001.

GLORIA E. SANCHEZ
Secretaría Ad-Hoc
ING. RICARDO
HALPHEN
Funcionario
Sustanciador
L-472-015-24
Unica Publicación R

REPUBLICA
DE PANAMA
MINISTERIO
DE DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL
DE REFORMA
AGRARIA
REGION 5
PANAMA OESTE
EDICTO Nº 078-DRA-
2001

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la

Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) **RAFAEL AURELIO GUARDIA JARAMILLO**, vecino (a) de Los Pozos, del Corregimiento de Cabuya, Distrito de Chame portador de la cédula de identidad personal N° 8-124-463 ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud N° 8-5-442-99 según plano aprobado N° 809-05-14948, la adjudicación a título oneroso de (2) dos parcelas de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de: 2 Has + 3,612.94 M2., de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de Portalón, Corregimiento de La Laguna, Distrito de San Carlos, Provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos: PARCELA: "A" - Superficie: 2 Has + 0.110.31 M2.

NORTE: Terreno de José de Jesús Sánchez. SUR: Terreno de Inocente Estrada.

ESTE: Terreno de Inocente Estrada y José de Jesús Sánchez.

OESTE: Camino de 5.00 mts. a otras finas y a La Laguna.

PARCELA: "B" - Superficie: 0 Has + 3,502.63 M2.

NORTE: Terreno de José de Jesús Sánchez. SUR: Terreno de Félix Martínez, Jodé de Jesús Sánchez y quebrada sin nombre.

ESTE: Camino de 5.00 mts. a La Laguna y a otras fincas.

OESTE: Terreno de José de Jesús Sánchez y quebrada sin nombre. Para los efectos legales se fija este Edicto en

lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de San Carlos o en la corregiduría de La Laguna y copia del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Capira a los 29 días del mes de marzo de 2001.

GLORIA E. SANCHEZ
Secretaria Ad-Hoc
ING. RICARDO HALPHEN
Funcionario
Sustanciador a.l.
L-471-915-83
Unica Publicación R

REPUBLICA
DE PANAMA
MINISTERIO
DE DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL
DE REFORMA
AGRARIA
REGION 5
PANAMA OESTE
EDICTO N° 079-DRA-
2001

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) **SEVERINO JOSE BELLIDO GUZMAN Y OTRO**, vecino (a) de Los Pozos, del Corregimiento de Cabuya, Distrito de Chame, portador de la cédula de identidad personal N° 8-209-567 ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud N° 8-5-311-99, según plano aprobado N° 804-04-15060, la adjudicación

a título oneroso de 2 parcelas de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de: 2 Has + 0490.95 M2., de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de Los Pozos, Corregimiento de Cabuya, Distrito de Chame, Provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Rafael Guardia.

SUR: Gloria Marín.

ESTE: Servidumbre hacia la C.I.A. y a La Divisa.

OESTE: Quebrada La Cruz.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de Chame o en la corregiduría de Cabuya y copia del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Capira a los 30 días del mes de marzo de 2001.

YAHIRA RIVERA M.
Secretaria Ad-Hoc
ING. RICARDO HALPHEN
Funcionario
Sustanciador a.l.
L-472-525-91
Unica Publicación R

REPUBLICA
DE PANAMA
MINISTERIO
DE DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL
DE REFORMA
AGRARIA
REGION 5
PANAMA OESTE
EDICTO N° 080-DRA-

2001
El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) **EFRAIN PEREZ CEDEÑO**, vecino (a) de Peñas Blancas, del Corregimiento de Playa Leona, Distrito de La Chorrera, portador de la cédula de identidad personal N° 7-123-86, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud N° 8-5-261 del 27 de abril de 2000, según plano aprobado N° 807-16-15085, la adjudicación a título oneroso de 2 parcelas de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de: 6 Has + 1,526.56 M2., de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de Bajos de Perequeté, Corregimiento de Playa Leona, Distrito de La Chorrera, Provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Efraín Pérez Cedeño y camino de Herradura.

SUR: Terreno de Sergio Domínguez.

ESTE: Camino hacia Peñas Blancas y a otras fincas.

OESTE: Río Perequeté. Para los efectos legales se fija este Edicto en

lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de La Chorrera o en la corregiduría de Playa Leona y copia del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto

tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Capira a los 3 días del mes de abril de 2001.

GLORIA E. SANCHEZ
Secretaria Ad-Hoc
ING. RICARDO HALPHEN
Funcionario
Sustanciador
L-471-918-26
Unica Publicación R

EDICTO N° 100
DIRECCION
DE INGENIERIA
MUNICIPAL
DE LA CHORRERA
SECCION
DE CATASTRO
Alcaldía Municipal de La Chorrera.
La Suscrita Alcaldesa del Distrito de La Chorrera,

HACE SABER:
Que el señor (a) **TERESA LOPEZ**, mujer, panameña, mayor de edad, unida, con residencia en Panamá, Barriada San Francisco, Edificio Amelia N° 5, portadora de la cédula de identidad personal N° 9-38-589, en su propio nombre o representación de su propia persona ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a Título de Plena Propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar denominado Calle 42 Norte, de la Barriada El Coco, Corregimiento El Coco donde hay casa distinguida con el número — y cuyos linderos y medidas son los siguientes: NORTE: Manuel Arroyo con 25.55 Mts. SUR: Calle 42 Norte con 25.90 Mts. ESTE: Manuel Muñoz con 31.23 Mts. OESTE: Eusebio Morgan Moreno con 39.46 Mts. Area total del terreno, ochocientos noventa y cuatro metros cuadrados con veinticuatro decímetros cuadrados (894.24 Mts.2). Con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal N° 11 del 6 de marzo de 1969, se fija el presente

Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de DIEZ (10) días, para que dentro de dicho plazo o término pueda oponerse la (s) persona que se encuentran afectadas. Entréguesele, sendas copias del presente Edicto al interesado para su publicación por una sola vez en un periódico de gran circulación y en la Gaceta Oficial.

La Chorrera, 2 de mayo de dos mil uno.

La Alcaldesa
SRA. LIBERTAD
BRENDA DE ICAZAA.
Jefe de la Sección
de Catastro
(FDO.) SRA.
CORALIA
DE ITURRALDE

Es fiel copia de su original.

La Chorrera, 2 de mayo de dos mil uno.

CORALIA
DE ITURRALDE
Jefe de la Sección
de Catastro Municipal
L-473-067-48
Única publicación

EDICTO Nº 37
DIRECCION
DE INGENIERIA
MUNICIPAL
DE LA CHORRERA
SECCION
DE CATASTRO
Alcaldía Municipal de La Chorrera.

La Suscrita Alcaldesa del Distrito de La Chorrera,

HACE SABER:

Que el señor (a) NISLA EDILMA JIMÉNEZ DE RUILOBA, panameña, mayor de edad, casada, Secretaria, con residencia en Juan Díaz, Calle Central, Casa Nº 4590, portadora de la cédula de identidad personal Nº 8-145-860, en su propio nombre o representación de su propia persona ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a Título de Plena Propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar denominado Calle 45 Sur, de la Barriada Altos de San Francisco, Corregimiento Guadalupe donde hay casa distinguida con el número — y cuyos linderos y medidas son los siguientes:

NORTE: Terreno

Municipal con 33.85 Mts.

SUR: René B. Hernández y terreno municipal con 28.82 Mts.

ESTE: Gilberto Ruiloba con 42.18 Mts.

OESTE: Calle 45 Sur con 52.72 Mts.

Area total del terreno, mil quinientos veinticuatro metros cuadrados con sesenta y siete decímetros cuadrados (1,524.67 Mts.2).

Con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal Nº 11 del 6 de marzo de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible

al lote de terreno solicitado, por el término de DIEZ (10) días, para que dentro de dicho plazo o término pueda oponerse la (s) persona que se encuentran afectadas.

Entréguesele, sendas copias del presente Edicto al interesado para su publicación por una sola vez en un periódico de gran circulación y en la Gaceta Oficial.

La Chorrera, 12 de febrero de dos mil uno.

La Alcaldesa
SRA. LIBERTAD
BRENDA DE ICAZAA.
Jefe de la Sección
de Catastro
(FDO.) SRA.
CORALIA
DE ITURRALDE

Es fiel copia de su original.

La Chorrera, doce (12) de febrero de dos mil uno.

CORALIA
DE ITURRALDE
Jefe de la Sección
de Catastro Municipal
L-472-113-61
Única publicación

EDICTO Nº 36
DIRECCION
DE INGENIERIA
MUNICIPAL
DE LA CHORRERA
SECCION
DE CATASTRO
Alcaldía Municipal de La Chorrera.

La Suscrita Alcaldesa del Distrito de La Chorrera,

HACE SABER:

Que el señor (a) SERGIO ENANIAS ZARZAVILLA GONZALEZ, varón, panameño, mayor de edad, casado, residente en esta ciudad, portador de la cédula de identidad

personal Nº 7-54-963, en su propio nombre o representación de su propia persona ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a Título de Plena Propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar denominado Calle del Chorrillo, de la Barriada El Miño este Corregimiento Barrio Colón donde se llevará a cabo una construcción distinguida con el número — y cuyos linderos y medidas son los siguientes:

NORTE: Calle del Chorrillo con 32.50 Mts.
SUR: Resto de la Finca 6028, Tomo 194, Folio 104, ocupado por Manuel A. Gómez con 32.50 Mts.

ESTE: Resto de la Finca 6028, Tomo 194, Folio 104, ocupado por Roberto Vázquez con 25.38 Mts.

OESTE: Calle San Cristóbal con 25.38 Mts.
Area total del terreno, ochocientos veinticuatro metros cuadrados con ochenta y cinco decímetros cuadrados (824.85 Mts.2).

Con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal Nº 11 del 6 de marzo de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de DIEZ (10) días, para que dentro de dicho plazo o término pueda oponerse la (s) persona que se encuentran afectadas.

Entréguesele, sendas copias del presente Edicto al interesado para su publicación por una sola vez en un periódico de gran circulación y en la Gaceta Oficial.

La Chorrera, 12 de febrero de dos mil uno.

La Alcaldesa
SRA. LIBERTAD
BRENDA DE ICAZAA.
Jefe de la Sección
de Catastro
(FDO.) SRA.
CORALIA
DE ITURRALDE

Es fiel copia de su original.

La Chorrera, doce (12) de febrero de dos mil uno.

CORALIA
DE ITURRALDE
Jefe de la Sección
de Catastro Municipal

L-472-962-28
Única publicación

REPUBLICA
DE PANAMA
MINISTERIO
DE DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL
DE REFORMA
AGRARIA
REGION 7
CHEPO

EDICTO Nº 8-7-144-2000

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) DEIVY ANTONIO MARCIAGA RODRIGUEZ, vecino

(a) de Tocumen, Corregimiento de Tocumen, Distrito de Panamá, portador de la cédula de identidad personal Nº 7-117-869, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud Nº 8-7-200-99, según plano aprobado Nº 808-17-

14709 del 26 de mayo de 2000, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicable, con una superficie de 0 Has + 1545.35 Mts.2, que forma parte de la finca 89005 inscrita al Rollo 1772, Complementario Doc. 3 de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de 24 de Diciembre, Corregimiento de Pacora, Distrito de Panamá Provincia de Panamá

Comprendido dentro de los siguientes linderos: NORTE: Camino de 10.00 mts. Y Domingo Marciaga.

SUR: Sulivel Marciaga, Agropecuaria, S.A.

ESTE: Domingo Marciaga, Agropecuaria S.A.

OESTE: Sulivel Marciaga y camino de 10.00 mts.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de Panamá o en la corregiduría de Pacora.

Y para copia del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Chepo a los 04 días del mes de agosto de 2000.

AMELIA RODRIGUEZ S.

Secretaria Ad-Hoc
ARQ. OSCAR
CHAVEZ G.
Funcionario
Sustanciador
L-472-529-73
Única Publicación R

REPUBLICA
DE PANAMA
MINISTERIO
DE DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL
DE REFORMA
AGRARIA
REGION 7
CHEPO
EDICTO Nº 8-7-235-2000

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) ARNULFO RAMOS MARCIAGA, vecino (a) de 24 de Diciembre, Corregimiento de Pacora, Distrito de Panamá, portador de la cédula de identidad

personal Nº 6-46-1467, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud Nº 8-443-94 según plano aprobado Nº 808-17-14634, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicable, con una superficie de 0 Has + 484.73 Mts.2, que forma parte de la finca 89005 inscrita al Rollo 1772, Complementario Doc. 3 de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de 24 de Diciembre, Corregimiento de Pacora, Distrito de Panamá Provincia de Panamá

Comprendido dentro de los siguientes linderos: NORTE: Genaro Guevara.

SUR: Vereda de 2.50 mts.

ESTE: Domingo Muñoz Tuñón y vereda de 2.50 mts.

OESTE: Carlos Caballero y vereda de 3.00 mts.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de Panamá o en la corregiduría de Pacora y copia del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Chepo a los 01 días del mes de diciembre de 2000.

AMELIA RODRIGUEZ S.

Secretaria Ad-Hoc

ARQ. OSCAR

CHAVEZ G.

Funcionario Sustanciador

L-472-016-47

Unica Publicación R

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION 7
CHEPO
EDICTO Nº 8-7-45-2001

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) **ELISEO GARCIA**,

vecino (a) de Nuevo Tonosí, Corregimiento de Tortí, Distrito de Chepo, portador de la cédula de identidad personal Nº 7-56-715,

ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud Nº 8-192-85, según plano aprobado Nº 805-08-14921, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 27Has + 8669.13 Mts.2, ubicada en Nuevo Tonosí, Corregimiento de Tortí, Distrito de Chepo Provincia de Panamá

Comprendido dentro de los siguientes linderos: NORTE: Ovidio Domínguez y calle de 15.00 mts. SUR: Calle de 15.00 mts. Juventino Mitre. ESTE: Calle de 15.00 mts. Carmen Samaniego. OESTE: Curretino Mitre y Ovidio Domínguez.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de Chepo o en la corregiduría de Tortí y copia del mismo

NORTE: Ovidio Domínguez y calle de 15.00 mts.

SUR: Calle de 15.00 mts. Juventino Mitre.

ESTE: Calle de 15.00 mts. Carmen Samaniego.

OESTE: Curretino Mitre y Ovidio Domínguez.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de Chepo o en la corregiduría de Tortí y copia del mismo

se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Chepo a los 19 días del mes de marzo de 2001.

AMELIA RODRIGUEZ S.

Secretaria Ad-Hoc

ARQ. OSCAR

CHAVEZ G.

Funcionario

Sustanciador

L-472-016-39

Unica Publicación R

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION 7
CHEPO
EDICTO Nº 8-7-50-2001

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) **ELADIO CORDOBA DELGADO**,

vecino (a) de Pingandito, Corregimiento de Tortí, Distrito de Chepo, portador de la cédula de identidad personal Nº 7-95-599,

ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud Nº 8-7-08-2000, según plano aprobado Nº 805-08-14729, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 40 Has + 2582.00 Mts.2, ubicada en

Pingandí, Corregimiento de Tortí, Distrito de Chepo Provincia de Panamá Comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Río Pingandito.

SUR: Servidumbre de 10.00 mts.

ESTE: Callejón de 8:00 mts.

OESTE: Gonzalo De León y Eulali Córdoba.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de Chepo o en la corregiduría de Tortí y copia del mismo

se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Chepo a los 27 días del mes de marzo de 2001.

AMELIA RODRIGUEZ S.

Secretaria Ad-Hoc

ARQ. OSCAR

CHAVEZ G.

Funcionario

Sustanciador

L-472-016-05

Unica Publicación R

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION 7
CHEPO
EDICTO Nº 8-7-57-2001

El suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Panamá, al público.

HACE SABER:

Que el señor (a)

QUE el señor (a)

QUE el señor (a)

QUE el señor (a)

QUE el señor (a)

QUE el señor (a)

QUE el señor (a)

QUE el señor (a)

QUE el señor (a)

QUE el señor (a)

QUE el señor (a)

QUE el señor (a)

MARTIN RAMOS QUINTERO, vecino (a)

de Loma del Naranjo, Corregimiento de El Llano, Distrito de Chepo, portador de la cédula de identidad personal Nº 6-48-1532,

ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud Nº 8-7-103-99, según plano aprobado Nº 805-04-15050, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 0 Has + 1235.85 Mts.2, ubicada en Loma del Naranjo, Corregimiento de El Llano, Distrito de Chepo Provincia de Panamá comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Melquiades Mendieta.

SUR: Carretera principal de tierra.

ESTE: Donay Arcosa Ramos Q.

OESTE: Pacífico Barahona.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de Chepo o en la corregiduría de El Llano y copia del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Chepo a los 30 días del mes de marzo de 2001.

AMELIA RODRIGUEZ S.

Secretaria Ad-Hoc

ARQ. OSCAR

CHAVEZ G.

Funcionario Sustanciador

L-472-015-32

Unica Publicación R