

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.**



**PLAN DE EXPANSIÓN  
DEL  
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL  
2007 – 2021**

**GERENCIA DE PLANEAMIENTO**

**15 DE OCTUBRE DE 2007**

**PANAMÁ**



# PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2007

## CONTENIDO

<b>TOMO I ESTUDIOS BÁSICOS .....</b>	<b>9</b>
<b>Capítulo 1: Proyección de Demanda.....</b>	<b>9</b>
1.1 INTRODUCCIÓN.....	9
1.2 SUMARIO.....	10
1.3 METODOLOGÍA Y ALCANCE.....	11
1.3.1 Fundamentos Teóricos.....	12
1.3.2 Evaluación del Pronóstico Anterior (Plan 2006-2020).....	16
1.3.3 Cambios en el Modelo Original .....	18
1.3.4 Cambios Futuros en Evaluación .....	19
1.3.5 Alcance de las Proyecciones .....	19
1.4 EVOLUCION RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR.....	20
1.4.1 Indicadores Socioeconómicos.....	22
1.4.2 Indicadores Eléctricos .....	29
1.5 INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO.....	35
1.6 CURVAS TÍPICAS.....	35
1.7 PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS.....	41
1.7.1 Escenario Medio o Moderado .....	43
1.7.2 Escenario Alto u Optimista.....	44
1.7.3 Desagregación por Barra .....	44
1.8 CONCLUSIONES .....	47
1.9 REFERENCIAS .....	49
<b>Capítulo 2: Definición de Políticas y Criterios.....</b>	<b>50</b>
<b>Capítulo 3: Estándares Tecnológicos y Costos de Transmisión..</b>	<b>75</b>
3.1 INTRODUCCIÓN.....	75
3.2 CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES.....	75
3.2.1 Líneas de Transmisión .....	76
3.2.2 Subestaciones.....	80
3.3 COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN.....	84
3.3.1 Líneas .....	84
3.3.2 Subestaciones.....	88
<b>TOMO II PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN.....</b>	<b>96</b>
<b>Capítulo 1: Resumen Ejecutivo .....</b>	<b>96</b>
<b>Capítulo 2: Introducción .....</b>	<b>112</b>
<b>Capítulo 3: Criterios y Parámetros.....</b>	<b>113</b>
<b>Capítulo 4: Pronóstico de Demanda .....</b>	<b>119</b>
<b>Capítulo 5: Sistema de Generación Existente.....</b>	<b>123</b>
5.1. SISTEMA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICO .....	124
5.2. SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO.....	125

5.3. PEQUEÑAS CENTALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS	126
5.4. AUTOGENERADORES .....	127
5.5. RETIRO DE PLANTAS TÉMICAS .....	128
<b>Capítulo 6: Sistema de Generación Futuro .....</b>	<b>129</b>
6.1 RECURSOS NATURALES .....	129
6.1.1 Potencial Eólico.....	129
6.1.2 Potencial Hidroeléctrico.....	134
6.2. GENERACIÓN CON TURBA LOCAL.....	136
6.3. PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS.....	137
<b>Capítulo 7: Proyectos Hidroeléctricos con proceso de adquisición de Concesión en trámite.....</b>	<b>138</b>
<b>Capítulo 8: Pronósticos de Precios de los Combustibles.....</b>	<b>139</b>
<b>Capítulo 9: Descripción de Planes de Expansión Analizados ....</b>	<b>141</b>
9.1 ALTERNATIVAS ANALIZADAS.....	141
9.2 RESUMEN.....	200
9.3 SENSIBILIDADES .....	205
<b>Capítulo 10: Análisis Regional .....</b>	<b>223</b>
<b>Capítulo 11: Escenario de Demanda Alta .....</b>	<b>236</b>
<b>Capítulo 12: Análisis de Riesgo .....</b>	<b>241</b>
<b>Capítulo 13: Evaluación Económica y Financiera de los Proyectos de Generación Considerados en los Casos Analizados .....</b>	<b>246</b>
13.1 ANÁLISIS DE LOS CASOS .....	246
13.2 RENTABILIDAD DE LA GENERACIÓN EXISTENTE.....	265
13.3 RESULTADOS Y COMENTARIOS FINALES.....	267
<b>Capítulo 14: Conclusiones.....</b>	<b>279</b>
<b>TOMO III PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>282</b>
<b>Capítulo 1: Resumen Ejecutivo .....</b>	<b>282</b>
1.1 OBJETIVO .....	282
1.2 INFORMACIÓN UTILIZADA .....	282
1.3 METODOLOGÍA .....	283
1.4 CRITERIOS .....	284
1.5 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL.....	285
1.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO.....	285
1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO.....	285
1.8 CONCLUSIONES .....	286
1.9 RECOMENDACIONES.....	287
<b>Capítulo 2: Introducción .....</b>	<b>293</b>
2.1 INFORMACIÓN UTILIZADA .....	294
2.1.1 DEMANDA .....	294
2.1.2 GENERACIÓN .....	294
2.1.3 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2006 .....	296
2.1.4 PROPUESTA DE ETESA DEL 2007.....	297
2.1.5 PROYECTOS VIABLES IDENTIFICADOS .....	297
2.1.6 INFORMACIÓN PARA EL MODELO ENERGÉTICO.....	297



2.1.7 INFORMACIÓN DE DETALLE PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO .....	298
2.1.8 INFORMACIÓN PARA EL MODELO DE CONFIABILIDAD .....	299
<b>Capítulo 3: Descripción del Sistema de Transmisión.....</b>	<b>300</b>
3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN .....	300
3.2 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA .....	304
<b>Capítulo 4: Criterios Técnicos.....</b>	<b>306</b>
<b>Capítulo 5: Metodología.....</b>	<b>311</b>
5.1 DETERMINACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN.....	311
5.1.1 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS .....	311
5.1.2 GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO (SIN PLAN).....	312
5.1.3 PROYECCIÓN DE COSTO OPERATIVO SIN PLANES.....	313
5.1.4 VIABILIDAD DE LOS PROYECTOS .....	313
5.1.5 MODELO DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO.....	314
5.1.6 PROCESO DE IDENTIFICACIÓN DE PLANES .....	315
5.1.7 ANÁLISIS ELECTRICOS DE CORTO Y LARGO PLAZO.....	318
5.1.8 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD.....	319
5.1.9 CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN .....	329
5.1.10 GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO CON PLAN.....	330
5.1.11 COSTO DE OPERACIÓN CON PLAN.....	330
5.1.12 EVALUACIÓN FINANCIERA Y SELECCIÓN DEL PLAN .....	333
<b>Capítulo 6: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo.....</b>	<b>335</b>
6.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2007 .....	335
6.1.1 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO .....	335
6.1.2 OPERACION NORMAL .....	336
6.1.3 OPERACION EN CONTINGENCIA .....	337
6.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD .....	337
6.1.5 ANÁLISIS MODAL .....	338
6.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2008.....	338
6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	338
6.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO .....	339
6.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS .....	340
6.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2009.....	341
6.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	341
6.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO .....	341
6.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS .....	343
6.3.4 ESCENARIO MHTGBC7.....	343
6.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2010.....	345
6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	345
6.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO .....	345
6.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS .....	347
6.4.4 ESCENARIO MHTGBC7.....	347
6.5 CARGA DE COMPONENTES DEL SISTEMA .....	349



6.6 NIVELES DE CORTO CIRCUITO .....	349
<b>Capítulo 7: Plan de Expansión de Corto Plazo.....</b>	<b>351</b>
7.1 OBRAS EN CONSTRUCCIÓN .....	351
7.2 OBRAS APROBADAS EN PLANES ANTERIORES.....	353
<b>Capítulo 8: Análisis del Sistema de Transmisión de Largo Plazo</b>	
<b>.....</b>	<b>358</b>
8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2013 .....	358
8.1.1 ESCENARIOS MHT7 y MHTCB7.....	358
8.1.2 ESCENARIO MHTGBC7.....	359
8.1.3 ESCENARIO MHTGDC7 .....	360
8.1.4 ESCENARIO MHTTLA7 .....	360
8.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2016 .....	361
8.2.1 ESCENARIO MHT7 .....	361
8.2.2 ESCENARIO MHTCB7 .....	362
8.2.3 ESCENARIO MHTGBC7.....	363
8.2.4 ESCENARIO MHTGDC7 .....	363
8.2.5 ESCENARIO MHTTLA7.....	364
8.3 ANÁLISIS DEL ESCENARIO MHT7H .....	365
<b>Capítulo 9: Resultados de la Evaluación Técnica-Económica y</b>	
<b>Selección del Plan de Largo Plazo.....</b>	<b>369</b>
9.1 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS.....	369
9.2 GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO (SIN PLAN)	
.....	369
9.3 PROYECCIÓN DEL COSTO OPERATIVO SIN PLAN.....	370
9.4 PROYECTOS CANDIDATOS.....	374
9.5 IDENTIFICACIÓN DE PLANES.....	374
9.6 ANÁLISIS ELÉCTRICOS DE LARGO PLAZO.....	376
9.6.1 SOBRECARGAS EN ESTADO ESTACIONARIO.....	376
9.6.2 ANÁLISIS DE SOBRECARGAS EN CONDICIONES N-1.....	377
9.7 CÁLCULO DE COSTOS DE INVERSIÓN .....	378
9.8 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE BENEFICIOS.....	379
9.8.1 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 1: Transformador de 350 MVA en Panamá 230 kV para el 2008 (P1).....	379
9.8.2 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 2: Línea Changuinola75-Guasquitas 230 kV en el 2011 (P2) .....	385
9.8.3 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 3: Entrada de líneas Llano Sánchez-Panamá II a Chorrera, Panamá y Compensaciones (P3) .....	391
9.8.4 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 4: Línea Veladero-Llano Sánchez 230 kV en el 2016 (P4).....	398
9.8.5 ANÁLISIS PARA LOS PROYECTOS P2+P3.....	399
9.8.6 ANÁLISIS PARA EL PROYECTO 5: Refuerzo entre Santa Rita y Panamá 2 230 kV en doble circuito preenergizado a 115 kV para el 2011 (P5)	
.....	405
9.9 CONCLUSIONES DE LA EVALUACION TECNICA-ECONOMICA.....	406
9.10 RECOMENDACIONES DE LA EVALUACION TECNICA-ECONOMICA.	406

<b>Capítulo 10: Plan de Expansión de Largo Plazo .....</b>	<b>409</b>
<b>Capítulo 11: Niveles de Confiabilidad .....</b>	<b>415</b>
11.1 OBJETIVO .....	415
11.2 METODOLOGÍA .....	415
11.3 RESULTADOS DE CONFIABILIDAD .....	423
11.4 CONCLUSIONES .....	431
<b>Capítulo 12: Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones .....</b>	<b>432</b>
<b>Capítulo 13: Plan de Reposición de Corto Plazo .....</b>	<b>433</b>
<b>Capítulo 14: Plan de Reposición de largo Plazo .....</b>	<b>434</b>
<b>Capítulo 15: Plan de Planta General .....</b>	<b>435</b>
<b>Capítulo 16: Plan de Ampliaciones de Conexión .....</b>	<b>436</b>
<b>Capítulo 17: Plan de Expansión de Transmisión Estratégico .....</b>	<b>444</b>
17.1 AMPLIACIÓN DE SUBESTACIÓN CALDERA 115/34.5 KV .....	445
17.2 SUBESTACIÓN CONCEPCIÓN 230/34.5 KV .....	448
<b>Capítulo 18: Impacto Tarifario .....</b>	<b>454</b>
<b>Capítulo 19: Conclusiones.....</b>	<b>459</b>
<b>Capítulo 20: Recomendaciones.....</b>	<b>460</b>

## ANEXOS

Anexo 01	Fundamentos Teóricos de Regresión Lineal Múltiple
Anexo 02	Bondad de Ajustes Económicas y Regresiones Sectoriales
Anexo 03	Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo
Anexo 04	Perdidas de Empresas Distribuidoras
Anexo 05	Costos de Componentes de Transmisión
Anexo 06	Comentarios de ASEP y Agentes a los Estudios Básicos
Anexo 07	Respuesta a los Comentarios a los Estudios Básicos
Anexo 08	Proyectos Inventariados
Anexo 09	Rentabilidad de Proyectos
Anexo 10	Salidas del caso MHT7
Anexo 11	Salidas del caso MHTCB7
Anexo 12	Salidas del caso MHTGBC7
Anexo 13	Salidas del caso MHTGDC7
Anexo 14	Salidas del caso MHTTLA7
Anexo 15	Modelos para Simulación Dinámica
Anexo 16	Modelo SUPER-OLADE/BID
Anexo 17	Observaciones de la ASEP y Agentes al Plan Indicativo de Generación
Anexo 18	Respuesta a las observaciones de la ASEP y Agentes al Plan Indicativo de Generación
Anexo 19	Jerarquía y Codificación de Casos
Anexo 20	Plan de Inversión



Anexo 21	Proyectos Candidatos
Anexo 22	Análisis de Confiabilidad
Anexo 23	Análisis de Estado Estable
Anexo 24	Análisis de Estabilidad Transitoria
Anexo 25	Cargabilidad de Componentes de Transmisión
Anexo 26	Análisis de Corto Circuito
Anexo 27	Plan de Reposición de Corto Plazo
Anexo 28	Plan de Reposición de Largo Plazo
Anexo 29	Plan del Sistema de Comunicaciones
Anexo 30	Plan de Planta General
Anexo 31	Herramientas de Cálculo Utilizadas
Anexo 32	Observaciones de la ASEP y Agentes al Plan de Transmisión
Anexo 33	Respuesta a las observaciones de la ASEP y Agentes al Plan de Transmisión
Anexo 34	Costo Marginal de Potencia
Anexo 35	Salidas del Caso MHT7H
Anexo 36	Comentarios de la Consulta Pública
Anexo 37	Respuestas a los Comentarios de la Consulta Pública



# TOMO I ESTUDIOS BÁSICOS

## Capítulo 1: Proyección de Demanda

### 1.1 INTRODUCCIÓN

Este informe contiene los pronósticos de demanda de energía eléctrica, necesarios para las actualizaciones de los planes de Expansión<sup>1</sup>, en cumplimiento a lo estipulado, en el Reglamento de Transmisión (RT) aprobado por la Resolución JD-5216, de 14 de abril de 2005.

Los pronósticos de demanda descritos en este informe serán utilizados en la revisión del Plan de expansión 2007-2021. Tal, como lo establece el RT se incluyen los datos, detalles metodológicos, resultados intermedios y finales de pronóstico de energía y potencia, a nivel del Sistema Principal de Transmisión y su desagregación al nivel de barras, de acuerdo con los requerimientos de los distintos estudios del Plan de Expansión.

La base metodológica es un modelo econométrico de regresión lineal, desarrollado con la asistencia técnica del Proyecto Regional de Energía Eléctrica para el Istmo Centroamericano (PREEICA). El modelo proporciona una serie de consumo de energía eléctrica, por sectores de consumo, con su correspondiente serie de demanda máxima total asociada a dicha energía, para quince años de proyección.

De acuerdo a lo estipulado en el Reglamento de Transmisión, se desagrega la demanda máxima y mínima y el factor de potencia, por barra del Sistema Principal de Transmisión, con base en las curvas típicas y simultaneidad de la demanda, provenientes de la base de datos estadísticos históricos del Centro Nacional de Despacho (CND) y de las Empresas Distribuidoras. En los casos que no se cuenta con información estadística histórica, se asumen comportamientos de áreas similares atendidas.

Adicionalmente, de acuerdo a solicitud de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) se incluye una desagregación del estimado de demanda, por distribuidora.

En primera instancia, se describe la metodología utilizada y el alcance de las proyecciones de consumo de energía eléctrica; luego, se reseñan los indicadores

---

<sup>1</sup> Durante los años 2002-2005, de acuerdo a la resolución JD-2627, las actualizaciones de los Planes de Expansión se realizaban con base a los pronósticos provenientes del Informe Indicativo de Demanda elaborado anualmente, por el Centro Nacional de Despacho.



socioeconómicos y eléctricos que afectan dicho consumo y las premisas de los escenarios de proyección. Finalmente se presentan las proyecciones de consumo total y sectorial anual de energía eléctrica y la demanda máxima anual de potencia eléctrica.

### 1.2 SUMARIO

Estas proyecciones de demanda, indican que el consumo de energía eléctrica de Panamá podría presentar tasas de crecimiento, por el orden de 5.7 a 6.0% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 5.6 a 5.8%, de darse situaciones socioeconómicas moderadas u optimista, respectivamente.

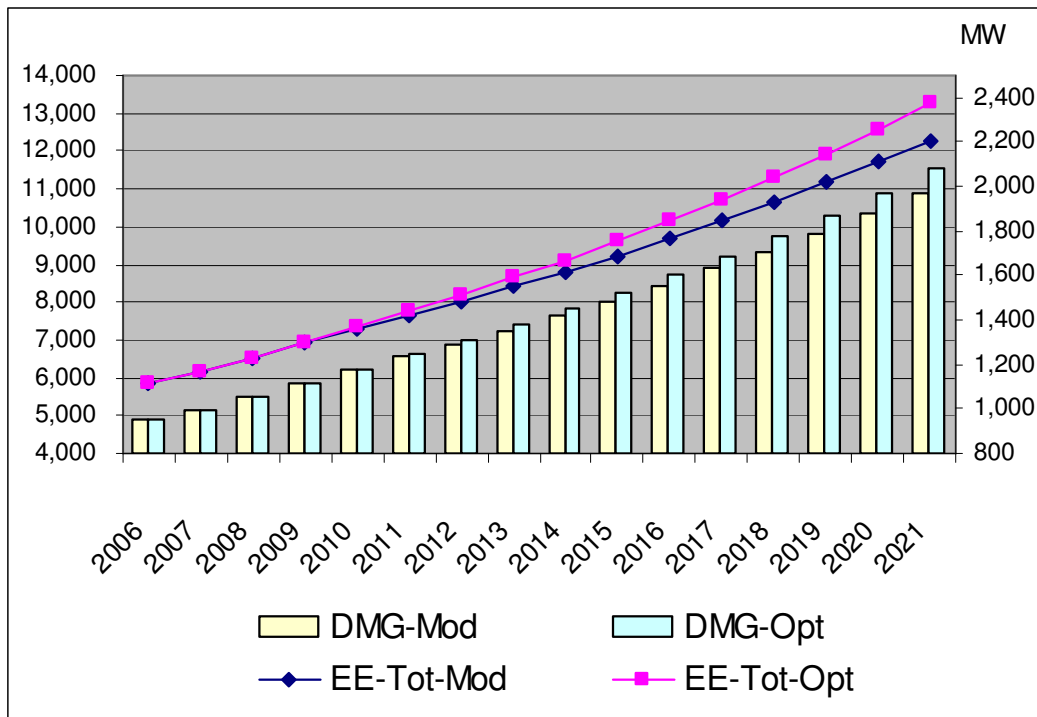


Figura 1.1

Año	Demanda			
	Moderado		Optimista	
	GWh	MW	GWh	MW
2007	6,166.4	995.6	6,174.7	996.9
2008	6,505.1	1,050.3	6,532.9	1,054.8
2009	6,913.5	1,115.5	6,964.5	1,121.6
2010	7,278.7	1,173.6	7,359.8	1,182.2
2011	7,649.7	1,232.7	7,764.3	1,244.0
2012	8,028.5	1,292.9	8,181.0	1,307.4
2013	8,416.9	1,354.6	8,612.4	1,372.8
2014	8,814.7	1,417.7	9,058.8	1,440.2
2015	9,239.4	1,485.0	9,540.5	1,513.0
2016	9,686.5	1,555.9	10,053.1	1,590.2
2017	10,157.4	1,630.5	10,598.7	1,672.2
2018	10,652.8	1,708.9	11,178.3	1,759.1
2019	11,173.3	1,791.2	11,793.2	1,851.1
2020	11,718.9	1,877.5	12,445.1	1,948.4
2021	12,290.3	1,969.0	13,135.1	2,056.5

Tabla 1.1

Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las perspectivas económicas positivas de Panamá, con crecimiento superiores a los promedios históricos, liderizados por los trabajos de ampliación del Canal, el entorno económico internacional y la disminución de los precios del petróleo crudo en el horizonte del planeamiento, de corto plazo.

Para el largo plazo (2011-2021), los cálculos reflejan crecimientos moderados, entre 4.8 y 5.5%, según la ocurrencia de escenarios moderado u optimista, respectivamente.

Ambos escenarios califican de conservadores, debido a las restricciones que impone la serie histórica, sin precedentes de crecimientos sostenidos similares a los rangos resultantes del corto plazo.

### 1.3 METODOLOGÍA Y ALCANCE

Estimar la demanda futura de energía eléctrica es una tarea compleja que requiere el análisis detallado de múltiples factores que inciden en su comportamiento. Todas las metodologías coinciden en que la evolución de la población, de la actividad económica y de los precios de la energía eléctrica son los factores más significativos que afectan la demanda de energía eléctrica, los cuales, de alguna manera, son producto de los procesos tecnológicos y la situación socioeconómica y política.



Existen básicamente dos métodos para pronosticar demandas de energía eléctrica (analíticos y econométricos). Todos los métodos requieren información histórica estadística, cuyo proceso de recolección y análisis es fundamental en el proceso proyección.

Los modelos econométricos, generalmente de regresión múltiple, se basan en una función estadística de correlación de una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena, respecto a varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas. En este caso, se correlaciona el volumen de ventas de energía eléctrica con variables socioeconómicas.

Los modelos analíticos se basan en análisis de carga, mediante los cuales se pronostica la demanda de energía eléctrica para cada tipo de consumidor, en función de su carga eléctrica instalada y del factor de uso de dicha carga. En el caso residencial, por ejemplo, se determina, mediante encuestas, los tipos y la cantidad de electrodomésticos usados en una vivienda típica rural y urbana, y de forma indirecta se estima el consumo de energía eléctrica. Este método estadístico implica encuestas y análisis de información detalla, generalmente no disponible con la periodicidad requerida para proyecciones. Por ejemplo, la “Encuesta de Hogares”, realizada por la Contraloría General de la República (CGR), es realizada cada 10 años.

ETESA utiliza modelos econométricos para pronosticar la demanda de energía eléctrica, debido a la disponibilidad anual de información histórica del Producto Interno Bruto (PIB) y las proyecciones de población elaboradas por la CGR; y el volumen de ventas de energía eléctrica, recopilado por la Comisión de Política Económica (COPE), la ASEP y/o las distribuidoras.

Adicionalmente, como se puede apreciar en la evaluación del pronóstico del año anterior (acápite 3.2), el modelo posee una capacidad predictiva con un nivel de confianza promedio de 98% para el corto plazo, lo cual permite calificarlo entre bueno y excelente. El largo plazo de las proyecciones se constituye en una aproximación de múltiples probabilidades.

### 1.3.1 Fundamentos Teóricos

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

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

Y= Variable explicada

X= Variable explicativa

$\beta$  = Parámetros de regresión



Para desarrollar el modelo de regresión lineal múltiple, utilizado en estas proyecciones, se siguieron seis pasos generales. En primer lugar, se establecieron la hipótesis estadística que se quiere aceptar o rechazar, consistentes con la realidad panameña y la disponibilidad de información. Luego, se tradujeron esta hipótesis en un modelo matemático de regresión lineal múltiple, con notación matricial de variables explicadas, explicativas y se calcularon parámetros de regresión. Posteriormente, se realizaron pruebas estadísticas de bondad de ajuste. Finalmente, se pronosticaron las variables explicativas y se calcularon las proyecciones de las variables explicadas. En el Anexo 1 se presentan los detalles metodológicos de cada paso.

Siguiendo el método de análisis de regresión lineal de los programas estadísticos E-VIEWS 4.1 y XLSTAT-Pro 6.1.9, se seleccionaron los siguientes cinco criterios estadísticos para verificar la bondad de ajuste de cada modelo de regresión lineal múltiple:

Correlación de variables: El coeficiente de correlación ( $R^2$ ) mide el porcentaje del cambio de una variable dependiente explicado por el cambio de las variables independientes, a través de un modelo de regresión lineal múltiple. Entre más cercano a uno mejor es el ajuste. El coeficiente de correlación ajustado ( $R^2_{adj}$ ) es menor pero más realista, pues tiene en cuenta el número de variables explicativas. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de correlación ajustado es mayor o igual a 90%.

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

Autocorrelación de observaciones: El coeficiente de auto correlación Durbin-Watson (d) mide el grado de correlación entre los residuos de observaciones sucesivas. Si es cercano a dos no hay autocorrelación, si es cercano a cero o cuatro hay autocorrelación positiva o negativa respectivamente. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de autorrelación Durbin-Watson se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual 90%.

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

Distribución normal de residuos: Los modelos de regresión lineal se fundamentan en el principio de que los residuos tienen una distribución normal, con un valor esperado de cero. En otras palabras, las diferencias entre los valores reales y los valores estimados deben depender exclusivamente de factores aleatorios. Para este fin, se usa el estadístico Jarque Bera ( $\chi$ ) el cual mide el ajuste normal de los residuos de regresión. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico Jarque Bera ( $\chi$ ) es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$\chi > \chi_\alpha \text{ o } P(\chi_\alpha > \chi) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Prueba estadística colectiva: La prueba estadística colectiva, también denominada



análisis de varianzas (ANOVA), verifica que los estimadores de un modelo de regresión lineal múltiple no sean simultáneamente nulos. En otras palabras, esta prueba verifica que las variables explicativas sean simultáneamente relevantes dentro de un modelo de regresión. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico F es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$F > F_{\alpha} \text{ o } P(F_{\alpha} > F) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Prueba estadística individual: La prueba estadística individual, también denominada pruebas de intervalos de confianza, verifica que el estimador de una variable explicativa no sea nulo. En otras palabras, esta prueba verifica que cada variable explicativa sea relevante dentro de un modelo de regresión lineal múltiple. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico t-student, se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

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

Teniendo en cuenta estos cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste, se elaboraron los modelos de regresión lineal múltiple, que mejor explican las ventas históricas de energía eléctrica, en los sectores de consumo residencial, comercial, industrial y oficial.

En el Anexo 2 se presentan las tablas de bondad de ajuste y los modelos sectoriales de regresión lineal múltiple, los cuales se describen a continuación.

### **Sector Residencial:**

Para la proyección del consumo del Sector Residencial se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector residencial con la población urbana y rural de Panamá:

$$\text{GWHRES}(T) = 0.8665 \times \text{GWHRES}(T-1) + 0.2021 \times \text{POBURB}(T) - 0.2123 \times \text{POBRUR}(T) + 88.3427$$

Con un nivel de confianza de 88%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector residencial para el año t GWHRES(t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHRES(t-1) y a la población urbana del mismo año POBURB(t), e inversamente proporcional a la población rural del mismo año POBRUR(t). Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

El precio ponderado real de la energía eléctrica no es relevante, debido a la inelasticidad del consumo de este sector, respecto al precio promedio histórico. Es importante señalar que, durante los últimos años (2002-2006), los precios pagados por los consumidores eléctricos de Panamá han recibido subsidios. Dichos subsidios se convierten en un elemento adicional que distorsiona los



análisis de la conducta de los consumidores, respecto a los precios reales de la energía eléctrica.

### **Sector Comercial:**

Para el sector comercial, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector comercial con el PIB real representativo de dicho sector y el precio ponderado real de la energía eléctrica en Panamá. El PIB representativo del sector comercial incluye las actividades de “comercio al por mayor y al por menor” y los “hoteles y restaurantes”. Podrían incluirse otras actividades como las “inmobiliarias, empresariales y alquiler”, así como la “enseñanza privada”.

$$\text{GWHCOM}(T) = 1.0064 \times \text{GWHCOM}(T-1) + 0.1062 \times \text{PIBCOM}(T) - 13.1258 \times \text{PRETOT}(T) + 77.8740$$

Con un nivel de confianza de 90%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector comercial para el año  $t$   $\text{GWHCOM}(t)$  son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior  $\text{GWHCOM}(t-1)$  y al PIB real representativo del sector comercial en el mismo año  $\text{PIBCOM}(t)$ , e inversamente proporcional al precio ponderado real de la energía eléctrica del mismo año  $\text{PIBTOT}(t)$ . Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

### **Sector Industrial:**

El sector Industrial depende del desarrollo económico del sector manufacturero, así como de su sustitución por otras actividades económicas, tales como el comercio, la banca, la construcción, el transporte y las comunicaciones.

Teniendo en cuenta esta influencia, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector industrial con el PIB real del sector manufacturero y un PIB real agregado de los siguientes sectores secundarios sustitutos: “comercio al por mayor y al por menor”; “hoteles y restaurantes”; “construcción”; “transporte, almacenamiento y comunicaciones”; y “servicios de intermediación financiera”.

$$\text{GWHIND}(T) = 0.6285 \times \text{GWHIND}(T-1) + 0.5850 \times \text{PIBMAN}(T) - 0.0176 \times \text{PIBSUB}(T) - 122.4165$$

Con un nivel de confianza de 90%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector industrial para el año  $t$   $\text{GWHIND}(t)$  son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior  $\text{GWHIND}(t-1)$  y al PIB real del sector manufacturero en el mismo año  $\text{PIBMAN}(t)$ , e inversamente proporcional al PIB real de los sectores sustitutos en el mismo año  $\text{PIBSUB}(t)$ . Al igual que el sector residencial, el precio ponderado real de la energía eléctrica no es relevante, debido a la inelasticidad del consumo de este sector respecto al precio promedio de la electricidad. Este modelo de regresión lineal múltiple

cumple con cuatro de los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

### **Sector Oficial:**

Finalmente, para el Sector de Consumo Oficial, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector oficial, con el PIB real de Panamá:

$$\text{GWHOFI}(T) = 0.8133 \times \text{GWHOFI}(T-1) + 0.0203 \times \text{PIBREA}(T-1) - 25.9540$$

Con un nivel de confianza de 90%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector oficial, para el año  $t$   $\text{GWHOFI}(t)$ , son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior  $\text{GWHOFI}(t-1)$  y al PIB real del año anterior  $\text{PIBREA}(t-1)$ . Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

### **1.3.2 Evaluación del Pronóstico Anterior (Plan 2006-2020)**

Con el objetivo de validar la capacidad predictiva del modelo de pronóstico de demanda utilizado, a continuación se presentan un análisis comparativo de la proyección del consumo del año 2006, frente a los resultados reales preliminares del mismo año.

En el cuadro de la siguiente página, se presentan los consumos sectoriales y totales y la Demanda Máxima de Generación, expresadas en GWh y MW, respectivamente, estimados para el primer año de proyección (2006), del modelo ejecutado para el Plan de Expansión del año anterior. También se presentan las diferencias, nominales y porcentuales, respecto a los datos reales preliminares del año 2006.

Como resultado de este ejercicio se concluye lo siguiente:

- a) La desviación del modelo, en el estimado del consumo de energía, para el año 2006, es de -1.5% promedio, inferior al real preliminar de dicho año, tanto del escenario moderado, como del optimista.
- b) La desviación del modelo, en el estimado de Demanda Máxima de Generación (DMG), para el año 2006, es de 1 % superior al real preliminar de dicho año, en ambos escenarios.
- c) Las desviaciones con mayor peso significativo, se originan en el Sector Industrial y las Ventas en Bloque.



## CONSUMO PROYECTADO Y REAL PRELIMINAR DEL AÑO 2006

VARIABLE	CONSUMO 2006 (GWh o MW)		
	PROYECCIÓN		REAL PRELIMINAR
	ESCENARIO MODERADO	ESCENARIO OPTIMISTA	
Residencial	1,474.0	1,474.0	1,556.6
Comercial	2,219.3	2,220.5	2,306.1
Industrial	212.8	214.1	268.5
Oficial	680.8	680.8	666.9
Alumbrado	109.5	109.5	114.7
Autoconsumo	8.3	8.3	5.1
Bloque	101.7	101.7	49.3
Otros	5.5	5.5	7.8
Pérdidas	977.0	977.6	901.1
<b>TOTAL</b>	<b>5,788.8</b>	<b>5,792.0</b>	<b>5,876.1</b>
<b>DMG</b>	<b>957.3</b>	<b>957.8</b>	<b>948.3</b>

### DESVIACION (Proyección menos Real Preliminar)

VARIABLE	ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO ALTO	
	GWh o MW	%	GWh o MW	%
Residencial	-82.5	-5.3%	-82.5	-5.3%
Comercial	-86.9	-3.8%	-85.6	-3.7%
Industrial	-55.7	-20.8%	-54.4	-20.3%
Oficial	13.9	2.1%	13.9	2.1%
Alumbrado	-5.2	-4.6%	-5.2	-4.5%
Autoconsumo	3.2	61.9%	3.2	61.9%
Bloque	52.4	106%	52.4	106.3%
Otros	-2.3	-29.5%	-2.3	-29.5%
Pérdidas	75.9	8.4%	76.4	8.5%
<b>TOTAL</b>	<b>-87.3</b>	<b>-1.5%</b>	<b>-84.1</b>	<b>-1.4%</b>
<b>DMG</b>	<b>9.0</b>	<b>0.9%</b>	<b>9.5</b>	<b>1.0%</b>

Tabla 1.2

Los consumos alocados en “Bloque” corresponden a grandes clientes industriales y dado que las diferencias de los sectores “Industrial” y “Bloque” son de magnitudes similares inversas (Ejemplo: -55.7 vs 52.4 GWh, del Escenario Moderado), se procedió a reubicarlos, como parte del consumo industrial. Este ajuste redujo la diferencia de ambos sectores y disminuyó la desviación del Total a menos del 0.5%, para el año 2006.

En términos generales, para el corto plazo, la capacidad predictiva del modelo presenta un nivel de confianza de 98% aproximadamente, por tanto, se puede calificarse entre bueno y excelente.

### 1.3.3 Cambios en el Modelo Original

Producto del análisis de acierto del pronóstico de demanda elaborado el año anterior, frente al consumo preliminar el 2006 y las observaciones de la ASEP, se determinó la necesidad de ajustar el modelo en los siguientes aspectos:

1. El consumo de Grandes Clientes se sumó al Consumo Industrial. En el modelo del Plan 2006, el consumo de Grandes Clientes estaba ubicado en la categoría “Bloque”, aunque, dichos clientes son en su mayoría industrias. Por otra parte, el PIB de la Manufactura, variable explicativa del consumo industrial, no dispone de datos, para ajustarlo, con descuento del valor agregado producido por los “Grandes Clientes”. Adicionalmente, el movimiento de activación y vuelta a clientes regulados introduce distorsiones a las proyecciones, para obtener una correlación por separado de la categoría Bloque(Grandes Clientes). En consecuencia, se decidió sumar estos dos grupos (Industria + Grandes Clientes), lo cual mejoró significativamente el nivel la correlación del PIB Manufacturero, con el consumo de energía eléctrica del sector industrial.
2. El Factor de Cargar histórico (2001-2005) fue ajustado, calculándolo sin la DMG coincidente de la ACP, dado que la serie histórica adoptada de las estadísticas de COPE, contiene la demanda de energía asociada a la Autoridad del Canal de Panamá, mientras que la proyección de la demanda de energía eléctrica del país, a considerar en el Plan de Expansión, debe ser proyectada, sin los requerimientos asociados a las operaciones del Canal, debido a que dichos requerimientos son atendidos directamente por dicha entidad.
3. Los pronósticos de los sectores Alumbrado Público, Autoconsumo y Otros, que en conjunto históricamente sólo representan 2.2% del consumo total, se mantienen con esta participación estructural, debido a que no se ha encontrado una variable explicativa adecuada.
4. Se modificó el manejo de las tasas de crecimiento esperado del Producto Interno Bruto (PIB), el Valor Agregado de la Industria (PIBMAN) y los precios de la Energía. En el modelo anterior, las tasa de variación debían ser constantes a lo largo del horizonte de proyección. Para el modelo del Plan 2007, se agregó una tabla, con las tasas de crecimiento anual esperadas, con el objetivo de modelar periodos y eventos especiales, como la ampliación del Canal.
5. La evolución de los precios de la energía eléctrica se desfazan un año, respecto al pronóstico del EIA-DOE, dado que el análisis histórico demostró sistemáticamente este comportamiento. Se asume que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral, establecido en el Régimen Tarifario de Distribución, prevalecerá, en el corto plazo, dado que dicho mecanismo se mantiene en el régimen que entrará en vigencia en el año 2007. Los detalles se presentan en el análisis de la evolución reciente, acápite 4.2.2.

### 1.3.4 Cambios Futuros en Evaluación

Durante el año 2006, ETESA inició un proceso de búsqueda de nuevos modelos de proyección de demanda, con el objetivo de satisfacer las solicitudes, tanto de ASEP, como de los agentes, de considerar más variables explicativas del consumo de energía eléctrica en las proyecciones. Lamentablemente, a la fecha de inicio de los estudios básicos, requeridos para el Plan de Expansión 2007-2021 (noviembre-2006), sólo se habían recibido comunicaciones informales de posibles ofertas.

### 1.3.5 Alcance de las Proyecciones

Las proyecciones de demanda requeridas para el planeamiento del Sistema Integrado Nacional, de acuerdo al Reglamento de Transmisión, se realizan con un horizonte de quince (15) años, correspondiendo, en este ejercicio, al periodo comprendido entre los años: 2007 y 2021.

El objetivo es proyectar el consumo nacional anual de energía eléctrica de la República de Panamá y la demanda máxima de generación asociada. Es importante aclarar que esta proyección excluye el autoconsumo de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) y los intercambios internacionales, (importación y exportación).

El horizonte histórico analizados consta de 36 años (1970 – 2006), periodo del cual se tabulan 80 variables de utilidad directa para los pronósticos, más otras 20 derivadas del primer grupo, para conformar una base de datos de 100 variables.

VARIABLES		DIRECTAS	INDIRECTAS	TOTAL	ESTRUCTURA
1	POBLACIÓN	4	3	7	7%
2	PRECIOS	1	2	3	3%
3	VALOR AGREGADO	57	12	69	69%
4	ELÉCTRICOS	18	3	21	21%
<b>TOTAL</b>		<b>80</b>	<b>20</b>	<b>100</b>	<b>100%</b>

Tabla 1.3

La base de datos está conformada por variables con series históricas adecuadas (mayores de 15 años) y posibilidades de actualización, para su continuidad. El listado detallado se presenta en la sección correspondiente a evolución reciente y perspectivas (punto 4).

En cuanto a los escenarios, teóricamente, es razonable establecer dos contextos de proyección, para establecer una banda, dentro de la cual, se espera, se producirán los niveles de consumo reales:

- a) **Escenario Medio o Moderado:** con el objetivo de crear condiciones de crecimiento del consumo eléctrico conformes al contexto histórico, este

escenario mantiene las tendencias de las variables explicativas, con una evolución conservadora; en consecuencia, estimándose un incremento del consumo de energía eléctrica, ligeramente superior al promedio histórico, dadas las evidencias de las recientes tendencias.

- b) Escenario Alto u Optimista:** con el objetivo de visualizar un crecimiento alto del consumo eléctrico, respecto a los datos históricos, en este caso, se asumen cambios significativos de las variables explicativas, capaces de motivar incrementos del consumo de energía eléctrica superiores al promedio histórico, hasta un máximo razonable.

Respecto a la probabilidad de ocurrencia de los escenarios planteados, se podría afirmar que ambos tienen igual posibilidad. El escenario alto se fundamenta en el hecho de que Panamá se encuentra en una etapa de plena evolución y crecimiento económico, adicionalmente, se prevén favorables las condiciones socio políticas y económicas, tanto nacionales, como internacionales. Sin embargo, dadas las incertidumbres de evolución de algunas variables, el pronóstico medio tiene iguales posibilidades de ocurrencia. Consumos inferiores a los resultados del escenario moderado, originados en problemas bélicos internacionales o en catástrofes naturales regionales, por ejemplo, están fuera del alcance de estas proyecciones.

## 1.4 EVOLUCION RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR

En esta sección se presenta la base de datos de referencia histórica del consumo eléctrico panameño y las variables explicativas asociadas al mismo. En cada sección de variable explicativa, se presentan también las perspectivas, por considerado conceptualmente más apropiado, para comprender las hipótesis de evolución.

La base de datos incluye los indicadores estadísticos históricos anuales, correspondientes a los últimos 36 años (1970-2006); sin embargo, la descripción de la evolución, en la mayoría de los casos se circunscribe a los últimos 10 a 5 años, dado que corresponde al periodo de mayor influencia en las perspectivas.

Debido al cronograma de trabajo para la elaboración de los “estudios básicos”, los datos del último año no están disponibles en las fuentes oficiales, en consecuencia se conforman con datos estadísticos mensuales disponibles de diferentes fuentes primarias (7,8 ó 9 primeros meses del año en curso), en su mayoría preliminares a la fecha de cálculo de proyecciones (noviembre); más estimaciones de los últimos meses, con base en promedios mensuales, lo cual conlleva a conformar un año base, de cierre, con posibles sub o sobre estimaciones.

A continuación se presenta un listado simplificado de la base de datos del modelo, con sus respectivas fuentes de información.

CANTIDAD		DESCRIPCIÓN	FUENTE	ESTRUCTURA			
<b>DATOS SOCIOECONÓMICOS</b>							
<b>POBLACIÓN</b>							
1	1	1 Población rural	Fórmula	79%			
2	2	2 Población rural masculina	CGR				
3	3	3 Población rural femenina					
4	4	4 Población urbana	Fórmula				
5	5	5 Población urbana masculina	CGR				
6	6	6 Población urbana femenina					
7	7	7 Población total	Fórmula				7
<b>PRECIOS</b>							
8	8	1 Inflación de Panamá	COPE	3	3%		
9	9	2 IPC anual de Panamá (1987 = 100)	Fórmula				
10	10	3 Precio ponderado real de energía eléctrica	Fórmula				
<b>VALOR AGREGADO (PIB)</b>							
11	11	1 Agricultura, silvicultura y caza	CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (CGR), TRES SERIES DE BASES DIFERENTES, (1970, 1982 Y 1996)	69	69%		
12	12	2 Pesca					
13	12	3 Explotación de minas y canteras					
14	13	4 Industria manufacturera					
15	13	5 Electricidad, gas y agua					
16	14	6 Construcción					
17	14	7 Comercio al por mayor y al por menor					
18	15	8 Hoteles y restaurantes					
19	15	9 Transporte, almacenamiento y comunicaciones					
20	16	10 Intermediación financiera					
21	16	11 Actividades inmobiliarias empresariales y alquiler					
22	17	12 Enseñanza privada					
23	17	13 Actividades de servicios sociales y de salud					
24	18	14 Otras actividades comunitarias, sociales y personales					
25	18	15 Servicio de intermediación financiera					
26	19	16 Productores de servicios gubernamentales					
27	19	17 Productores de servicios domésticos					
28	20	18 Derechos de importación e ITBM					
29	20	19 ITBM que grava las compras de los hogares					
30	21	20 Producto interno bruto del sector comercial					
31	21	21 Producto interno bruto del sector manufacturero					
32	22	22 Producto interno bruto real según					Fórmula
33	22	23 Producto interno bruto real de sectores substitutos					Fórmula
<b>DATOS DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD</b>							
34	1	Facturación de energía eléctrica	IRHE 1970-1997 & ASEP 1998-2006				
35	2	Factor de carga eléctrica					
36	3	Ventas de energía en alumbrado público					
37	4	Energía autoconsumida por distribuidoras					
38	5	Ventas de energía bloques independientes					
39	6	Generación bruta de energía eléctrica					
40	7	Ventas de energía en sector comercial					
41	8	Energía eléctrica disponible					
42	9	Ventas de energía en sector industrial					
43	10	Generación neta de energía eléctrica					
44	11	Ventas de energía en sector oficial					
45	12	Ventas de energía en otros sectores					
46	13	Pérdidas de energía eléctrica	Fórmula				
47	14	Pérdidas no técnicas	COPE				
48	15	Pérdidas técnicas en distribución					
49	16	Pérdidas técnicas en generación y transmisión					
50	17	Ventas de energía en sector residencial	Fórmula				
51	18	Ventas de energía en sectores básicos de consumo (residencial, comercial, industrial y oficial)					
52	19	Ventas de energía eléctrica	COPE				
53	20	Demanda máxima de potencia eléctrica					
54	21	Potencia eléctrica instalada					
<b>TOTAL</b>				21	21%	21%	
				100	100%	100%	

Tabla 1.4

A continuación se describen algunos aspectos importantes de la evolución reciente de estos datos.

### 1.4.1 Indicadores Socioeconómicos

Los indicadores socioeconómicos se circunscriben a datos demográficos, inflación y actividad económica.

#### Datos Demográficos

La Dirección Nacional de Estadística y Censo de la Contraloría General de la República de Panamá realiza, cada década, censos nacionales de población y vivienda, en cuyos datos se basan las proyecciones de población que se ajusta cada cinco años. El último censo, fue en el año 2000, cuando se llevó a cabo el Décimo Censo Nacional de Población y el Sexto Censo Nacional de Vivienda. Por su parte, el Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE) publica en Internet (<http://www.cepal.org/estadisticas/>) las estimaciones y proyecciones de la población de Panamá desde 1950 hasta 2050, segregándolas en áreas urbanas y rural. Integrando estas dos fuentes de información se conformó la base de datos demográfica de Panamá desde 1970-2006.

Según las recientes proyecciones, publicadas por la Dirección de Estadística, la población total de la República, al 1 de julio de 2006, se estima en 3.28 millones de personas, de las cuales el 64.0% (2.09 millones de personas) habita áreas urbanas. Vale destacar que la Provincia de Panamá, posee el mayor porcentaje de residentes en su área urbana, con 90.0%, lo que representa 1,5 millones de personas, equivalentes al 71.3% de la población total urbana del país.

Para el periodo comprendido entre los años 2006 y 2010, la Contraloría pronostica un crecimiento anual de 1.66%, sin considerar los impactos de inmigración motivados por la ampliación del canal, ni los nuevos proyectos de “turismo residencial”.

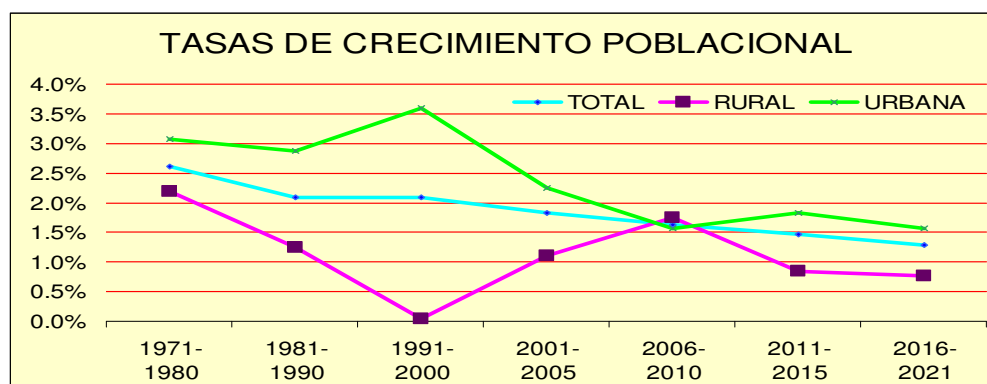


Figura 1.2

De acuerdo a dichas proyecciones, durante los 15 años del horizonte de planeamiento, (2007-2021), Panamá contará con un millón más de habitantes, aproximadamente, la mayoría de ellos, el 66%, habitando áreas urbanas. Estas proyecciones no consideran algunos eventos o condiciones recientes, que podrían incrementarlas.

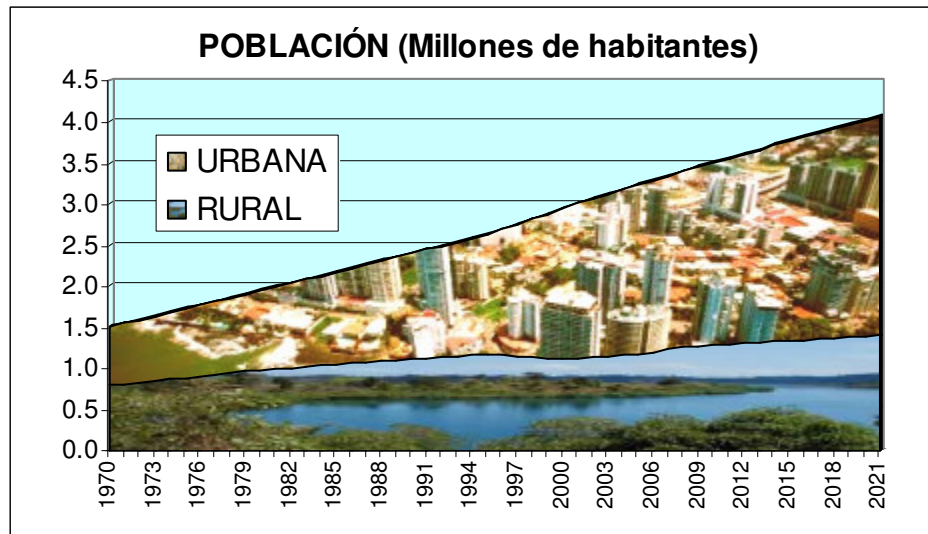


Figura 1.3

Como se puede apreciar en la gráfica, la tendencia predominante es a profundizar la carga poblacional en las áreas urbanas. Este comportamiento obedece, tanto a la migración campo ciudad, como a los avances de urbanización, propios del desarrollo económico.

Adicional a los factores tradicionales considerados en las proyecciones de población, elaboradas por la Contraloría General de la República, tres grupos de actividades en perspectivas, podrían propiciar crecimientos de población no previstos:

- La ampliación del Canal. El impacto poblacional de esta actividad se esboza en la “Evaluación Socio-Económica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas<sup>2</sup>”
- Las actividades económicas y comerciales no tradicionales (mega puertos y astilleros entre otras). Aún no se dispone de información para medir este impacto.
- El “Turismo Residencial”. La construcción de edificios y conglomerados habitacionales destinados al “turismo residencial” de reciente promoción

<sup>2</sup> INDESA, abril de 2006. Consultado en la página Web de la Autoridad del Canal de Panamá. <http://www.acp.gob.pa/esp/plan/temas/ref-docs/>

masiva, dispone de escasa información cuantitativa y abundante información cualitativa, de valor “condicional” para estimar el impacto poblacional, dado que la mayoría de ella es de carácter apreciativo de los promotores o grupos de interés. Los comentarios y afirmaciones provenientes de los empresarios de la construcción y los registros del comportamiento del Sector Construcción, evidenciado en las estadísticas del Índice Mensual de Actividad Económica (IMAE), publicado por la CGR, vislumbran un impacto significativo. La publicación del IMAE de Agosto/2006 afirma que *“El progresivo aumento del sector de la construcción, se reflejó en la demanda de insumos como el cemento y concreto premezclado... Este comportamiento se debió a los avances de las inversiones privadas, donde sobresalen proyectos residenciales, principalmente en la ciudad de Panamá, de igual forma, los proyectos destinados al turismo residencial, en la ciudad de Panamá, Coclé y Chiriquí...”* Los empresarios de la construcción afirman que el “boom” de la construcción en Panamá está destinado, en un 75% a la venta en el exterior<sup>3</sup>, especialmente en España.

El Informe Económico del Primer Semestre de 2006, publicado por el Ministerio de Economía y Finanzas, señala que *“En Panamá la actividad de la construcción atraviesa por una expansión (boom) sin precedentes que comenzó hace varios años y que no ha mostrado, hasta la fecha, señales de agotamiento. El mercado local esta buscando atraer jubilados de los Estados Unidos, Canadá y Europa, especialmente españoles que están aprovechando las ventajas que se presentan con el cambio de moneda del euro al dólar, que les representa ahorros muy significativos al momento de comprar una propiedad...”* *“En total, hay más de 10 proyectos de edificios en construcción en Panamá que compiten entre los más altos de América Latina, con mas de 50 pisos, y alrededor de 150 edificios mas en construcción de menor envergadura que complementan la oferta de edificios en el mercado...”*<sup>4</sup>

La cuantificación del impacto de complejos residenciales en el interior del país es más incierta, por falta de registros disponibles centralizados de permisos de construcción.

A pesar de la falta de información, para el escenario alto, se realizaron pronósticos, con los escasos datos disponibles, tales como el número de edificios en proyectos y los lugares de desarrollo residencial para extranjeros en Provincias Centrales, Chiriquí y Bocas del Toro, según las publicaciones en los medios de comunicación escrita local y el Informe

---

<sup>3</sup> Revista Istmo, marzo/2006, Sección Rostros, Roberto Roy, constructor panameño, presidente de Ingeniería R&M. [www.revistaistmo.com/3-3/06-rostros.asp](http://www.revistaistmo.com/3-3/06-rostros.asp)

<sup>4</sup> Ministerio de Economía y Finanzas, Informe Económico del Primer Semestre de 2006, Págs. 37 y 38. <http://www.mef.gob.pa/informes/Inf.%20Eco.%20Primer%20Semestre%202006.pdf>



Económico-Primer Semestre 2006, del Contralor. Adicionalmente, se asumió un promedio estimado de residencias por edificios o lugar poblado, y un porcentaje de ocupación anual, para calcular el impacto en el horizonte. Las hipótesis adoptadas se consideran conservadoras, frente a las expectativas generalizadas. El detalle de cálculos se presenta en el Anexo 3, cuadros No. 1 – 4.

A continuación se presenta un resumen comparativo de las tasas de la proyección de la Contraloría, utilizadas para el pronóstico moderado, frente a las tasas de crecimiento poblacional optimista, considerando los impactos inmigratorios de las actividades antes descritas.

<b>PERIODOS</b>	<b>MODERADO</b>	<b>OPTIMISTA</b>
2007-2010	1.60%	2.31%
2011-2015	1.46%	1.72%
2016-2021	1.28%	1.23%
2007-2021	1.42%	1.70%

Tabla 1.5

### Inflación

La paridad del Balboa con respecto al dólar norteamericano, le ha permitido a Panamá tener una inflación baja, registrándose un crecimiento promedio de 1.3% anual, durante los últimos 10 años, siendo los dos últimos, los de mayor crecimiento (2.7%), de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor base 1987, empalmada con la serie base 2002, ambas publicadas por la Contraloría General de la República. (Anexo 3, Cuadro No. 5).



Figura 1.4

## Actividad Económica

Panamá tiene registrado tres series del Producto Interno Bruto (PIB), cuyas cifras por categoría económica no son cien por cien comparables y compatibles. Por esta razón, para el pronóstico de la demanda eléctrica, se tomo como referencia la Serie base 1982, debido a que cubre un periodo de tiempo más extenso (1980-2001). Los datos anteriores a 1980 se derivaron de la Serie base 1970, mientras que los datos de 2002-2006 se derivaron de la Serie base 1996.

En las siguientes gráficas se presenta la evolución del PIB total y de la Industria Manufacturera. El 0.9444 del valor de correlación lineal, del PIB total, muestra un crecimiento estable, en promedio de 3.4% anual, con pequeños periodos de contracción. Es importante señalar que las tasas de crecimiento, de los últimos tres años, se sitúan en 7.4% promedio anual.

En cambio, la correlación lineal de la serie de valor agregado de la Industria Manufacturera (0.7725) evidencia un comportamiento inestable, con periodos de contracción significativos. Sin embargo, durante los últimos dos años, esta actividad registró crecimientos de 3%.

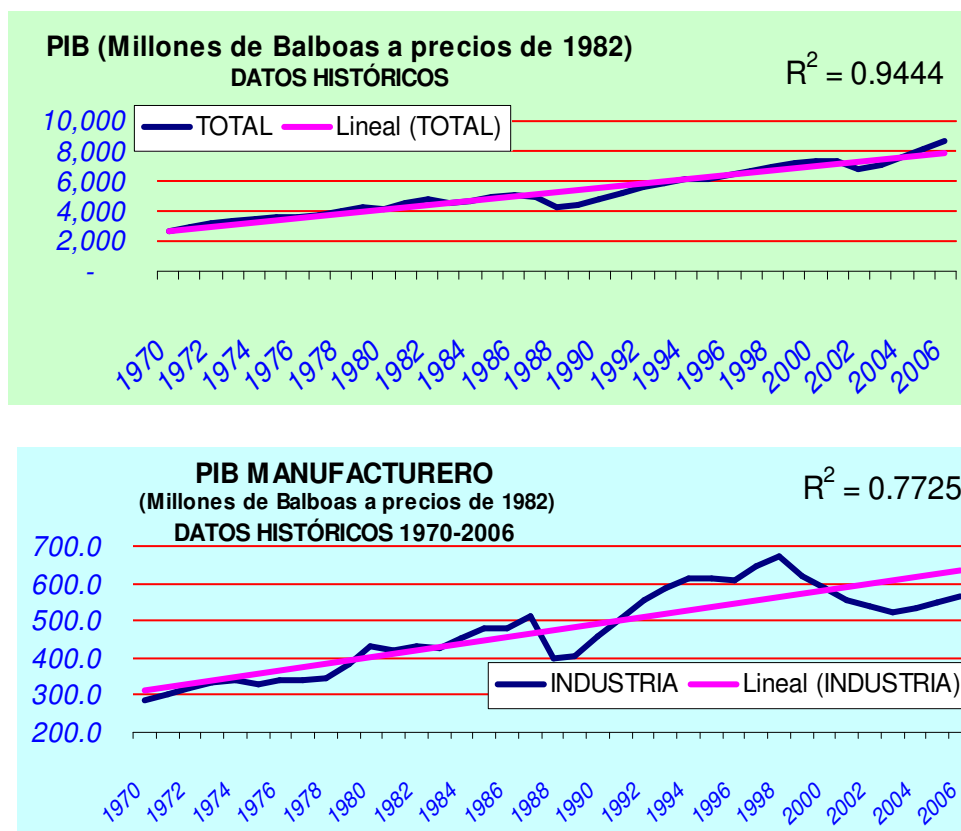


Figura 1.5



## a) Evolución Reciente

A la fecha de inicio de cálculos de estas proyecciones, aún faltan dos meses para culminar el año 2006, en consecuencia no se dispone de información oficial respecto al crecimiento del PIB para este año, motivo por el cual ETESA estima la evolución del PIB, con base en diversas fuentes y apreciaciones.

El Informe Económico del Primer Semestre del año 2006, elaborado por el Ministerio de Economía y Finanzas y publicado recientemente, indica que el PIB creció en 8.1% durante el primer semestre. Los Indicadores Mensuales de Actividad Económica, elaborados por la Contraloría General de la República, señalan perspectivas de crecimiento entre 6 y 7.7%, para el año 2006. Adicionalmente, se dispone de estimaciones de otras fuentes, bancos internacionales, con pronósticos más conservadores, de 6% de crecimiento. En consecuencia, para efectos de lograr un estimado consensuado con las diferentes fuentes, el crecimiento del PIB, para el año 2006 se calcula el promedio simple de todas las fuentes.

Dado que el modelo requiere un estimado por rama de actividad económica, se procede, como primera aproximación a estimar un crecimiento lineal con base en los últimos años; para posteriormente realizar ajustes de acuerdo a indicadores de algunas actividades y al mismo tiempo de verificar el objetivo de mantener estructuras participativas, similares a las históricas. En el Anexo 3, Cuadro No. 6 se presenta el detalle de cálculos y las tasas proyectadas según las diferentes fuentes de expertos.

## b) Perspectivas

Para las proyecciones de demanda requeridas en el planeamiento eléctrico, se ha considerado la concepción de la evolución cíclica contenida en las proyecciones del PIB elaboradas por “INTRACORP Estrategias Empresariales” (2004), proyecciones utilizadas en los análisis de la “Evaluación Socio-Económica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas”<sup>5</sup> de INDESA. Las tasas de crecimiento del PIB del estudio de INTRACORP, fueron ajustadas debido el crecimiento del PIB de los últimos tres años, superiores a los promedios históricos anteriores y el supuesto de “permanencia” y/o surgimiento de actividades económicas adicionales (astilleros y mega puertos), asociadas al canal ampliado, durante los años posteriores a la culminación de los trabajos de ampliación.

A continuación se presentan las tasas de crecimiento históricas y proyectadas, según los escenarios planteados.

<sup>5</sup> Estudio elaborado por INDESA, abril 2006.

**TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN ESCENARIOS**

PERIODOS	TOTAL	DIFERENCIAS	INDUSTRIAL	
			TASA	% /TOTAL
<b>TASAS HISTÓRICAS (PIB- base 982)</b>				
1980-1990	1.29%	0.79%	2.08%	9.58%
1991-2000	4.50%	-1.83%	2.67%	9.53%
2001-2006	3.05%	-3.66%	-0.61%	7.20%
<b>Máximo</b>	<b>9.4%</b>		<b>13.8%</b>	<b>10.4%</b>
<b>Promedio</b>		-1.57%		
<b>ESCENARIO MODERADO</b>				
<b>2007</b>	<b>7.30%</b>		<b>4.56%</b>	<b>6.32%</b>
2007-2010	5.69%	-1.14%	4.56%	6.27%
2008-2014	5.16%	-0.60%	4.56%	6.25%
2015-2021	3.85%	-0.32%	3.52%	6.10%
<b>ESCENARIO OPTIMISTA</b>				
<b>2007</b>	<b>8.00%</b>		<b>5.06%</b>	<b>6.31%</b>
2007-2010	7.01%	-1.95%	5.06%	6.17%
2008-2014	6.68%	-1.62%	5.06%	6.12%
2015-2021	5.04%	-0.65%	4.39%	5.77%

Tabla 1.6

Las perspectivas generalizadas del corto plazo, prevén tasas de crecimiento del PIB total, entre 6.5 y 7.0 %, y uno a dos por ciento adicional entre el 2008 y 2011, producto de la construcción del tercer juego de esclusas, el auge de la construcción, la baja de los precios del petróleo y el crecimiento estable (5.0%) de la economía mundial.<sup>6</sup>, entre otros factores favorables.

Para la Industria Manufacturera, el panorama de los próximos años, a pesar de que no se vislumbran elementos que muestre posibilidades de crecimientos importantes, se prevé con tasas positivas (4% a 5%), superiores a las históricas recientes, dadas las últimas tendencias de los sectores dedicados a la elaboración de otros productos alimenticios y bebidas, principalmente fabricación de azúcar, la producción, elaboración y conservación de carne, pescado, frutas, legumbres y hortalizas, aceites y grasas, de la que sobresale la producción de carne y productos cárnicos, edición, impresión y reproducción; actividades que muestran un dinamismo sostenido acorde con el auge económico del resto de la economía. Sin embargo, para el horizonte del planeamiento, las tasas de crecimiento de la industria manufacturera, se estiman inferiores a las reportadas por la economía total.

En el Anexo 3, Cuadros No. 7 – 9, se presenta el detalle de cálculos y gráficas de pronósticos, según escenarios.

<sup>6</sup> Ídem. Pág. 6.

### 1.4.2 Indicadores Eléctricos

A continuación se presentan datos históricos, situación actual y perspectivas de algunas variables del sector eléctrico, importantes para definir las proyecciones de demanda de energía eléctrica.

#### Consumo de Energía Total

Históricamente, el consumo eléctrico de Panamá ha estado correlacionado con la economía del país, como se aprecia en la siguiente gráfica.

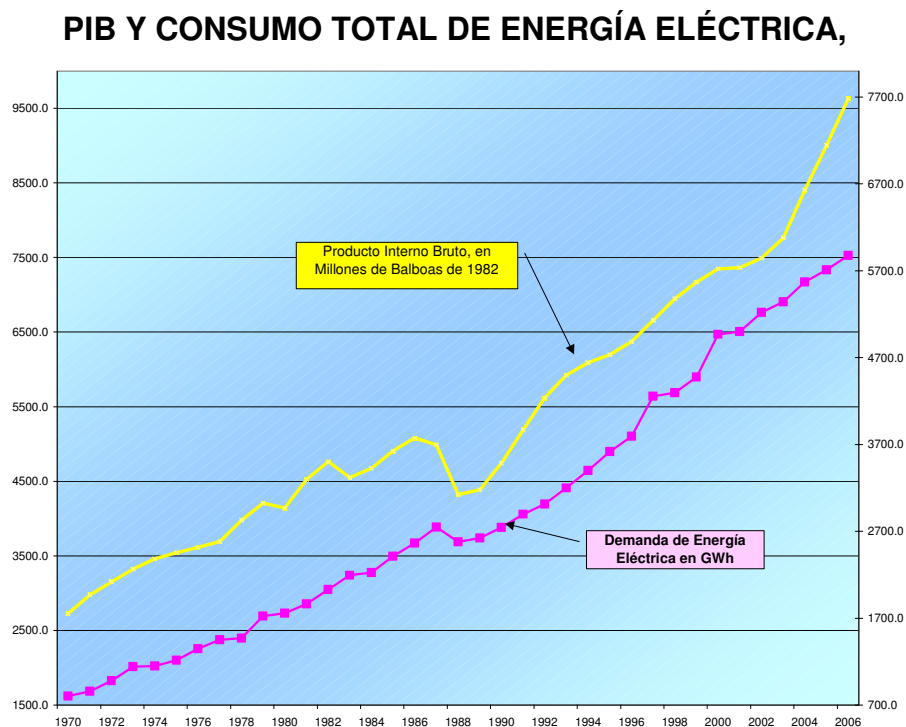


Figura 1.6

A continuación se presentan las ecuaciones de balance energético usadas para relacionar los diferentes indicadores eléctricos:

#### OFERTA

$$\text{Energía Eléctrica Disponible} = \text{Generación Bruta} - \text{Autoconsumo} + \text{Importaciones} - \text{Exportaciones}$$

$$\text{Generación Neta} = \text{Generación Bruta} - \text{Autoconsumo}$$

#### DEMANDA

$$\text{Demanda de energía eléctrica} = \text{Ventas de energía eléctrica} + \text{pérdidas de energía eléctrica}$$

Ventas de energía eléctrica = Consumo de energía eléctrica

**BALANCE**

Energía eléctrica disponible = Demanda de energía eléctrica

La participación porcentual promedio (2001-2005) de los principales sectores, indica que el 47% de la energía eléctrica se utiliza para el bienestar de los ciudadanos, mientras que el 53% se consume en actividades de producción económica, como se aprecia en la siguiente gráfica.

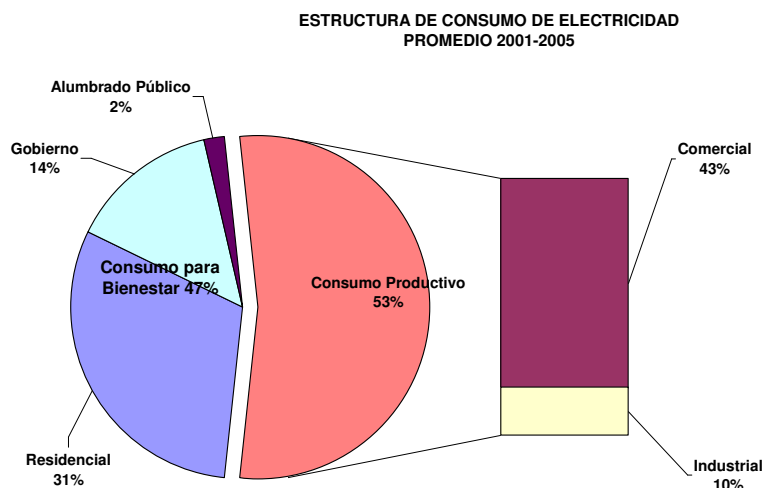


Figura 1.7

Al año 2006, la potencia eléctrica Instalada en Panamá, sin considerar ACP ni Sistemas Aislados es de 1271.4 MW<sup>7</sup>, mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, hasta noviembre del año corriente, es de 948.3 MW.

La generación neta de energía eléctrica estimada para el 2006 es de 5989.8 GWh, mientras que las ventas de energía eléctrica pronosticadas son de 4,969.9 GWh.

**Precios de la Energía Eléctrica**

El análisis de la serie histórica de los precios promedios de la energía eléctrica (en Balboas de 1982), muestra un incremento promedio inferior al IPC, con 1% de incremento anual durante los últimos 10 años, a pesar de que los precios promedio calculados no consideran el efecto de los subsidios, ya que los Ingresos por ventas de las distribuidoras contienen, tanto lo facturado a los consumidores, como los subsidios recibidos.

<sup>7</sup> Incluye 26 MW de pequeñas centrales conectadas a las redes de distribución.

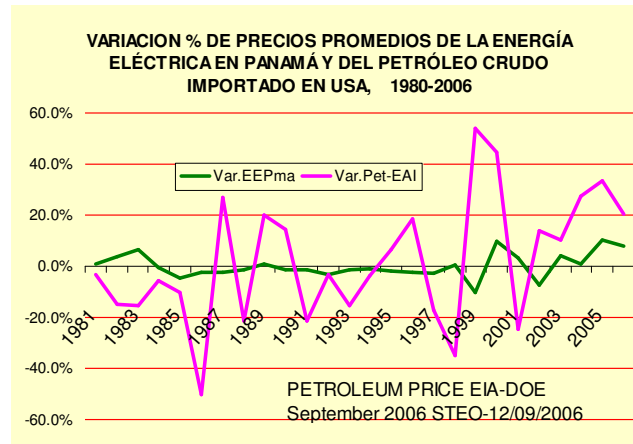


Figura 1.8

Las perspectivas de los precios de la energía, se fundamentan en los pronósticos de precios del “Annual Energy Outlook 2006”, los cuales contienen proyecciones de precios del petróleo crudo, hasta el año 2030, debido a disponibilidad de información, en adición a considerarlo conceptualmente apropiado.

Como se señala en los cambios realizados al modelo, el análisis histórico demostró que, sistemáticamente la variación de los precios de la energía eléctrica de Panamá se desfasa un año, respecto a los precios promedios de importación de crudo, contenido en los pronósticos del EIA-DOE (Anexo 3, Cuadro No. 10).

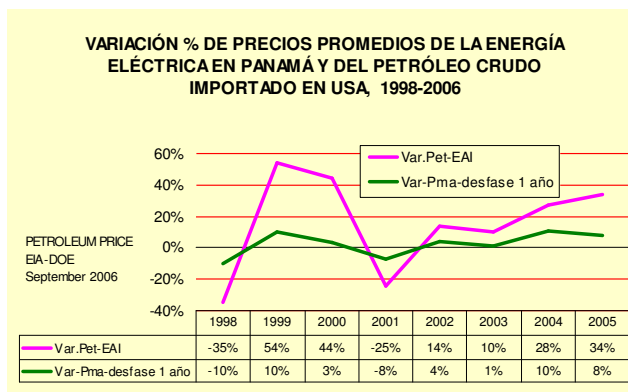


Figura 1.9

En consecuencia, para las proyecciones se asume que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral del Régimen Tarifario de Distribución, prevalecerá, en el corto y mediano plazo, dado que dicho mecanismo se mantiene en el régimen que entrará en vigencia en el año 2007.

Para el escenario medio o moderado, se calculó un promedio de variación de los pronósticos de precios altos y bajos, del petróleo crudo.

Para el escenario optimista, se consideró la variación anual del pronóstico de precios bajos del crudo. (Anexo 3, Cuadro No. 11)

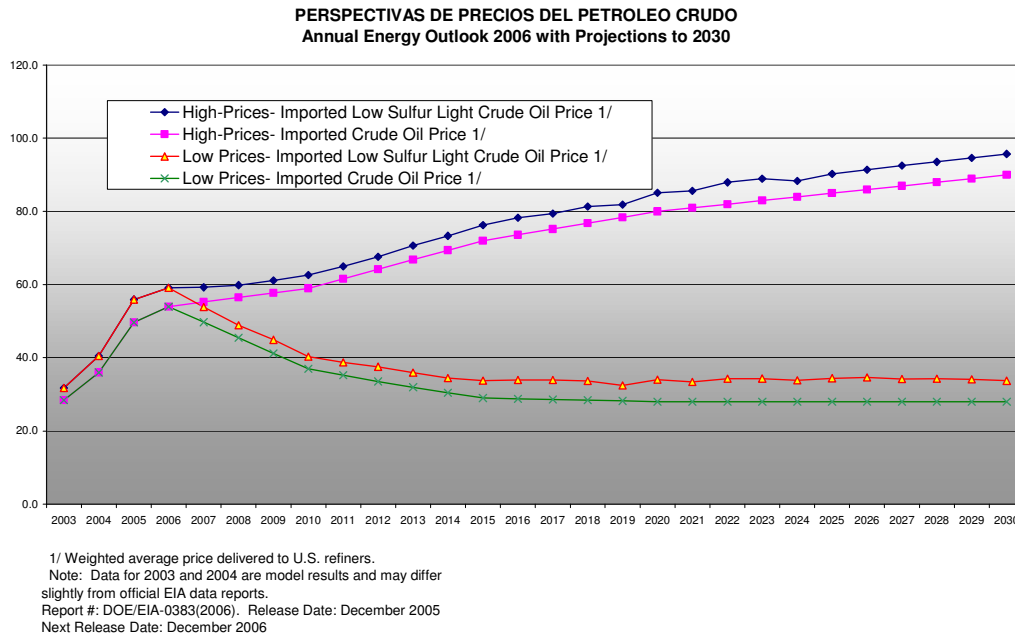


Figura 1.10

Adicionalmente, se consultaron otros pronósticos de precios<sup>8</sup>, sin embargo, se mantuvo la fuente base tradicionalmente utilizada, dado que las tendencias de los otros pronósticos mostraban reducciones de precios similares o mayores que las de la EIA-DOE.

### Demanda Máxima

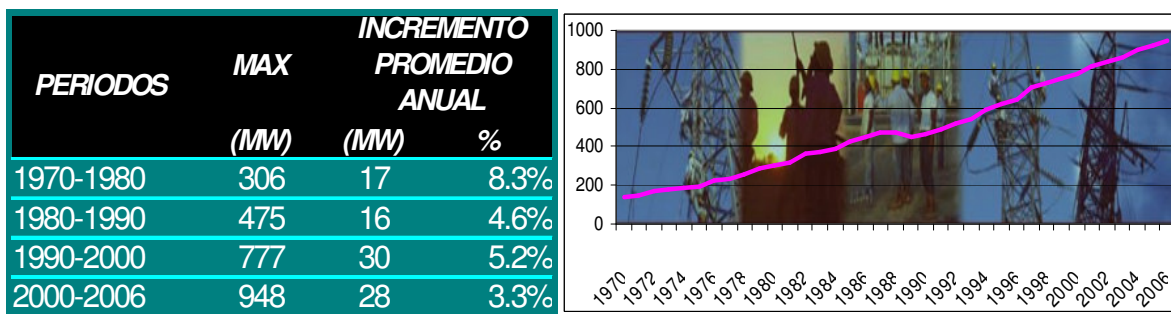


Figura 1.11

<sup>8</sup> AJM Petroleum Consultans [http://www.ajma.net/price/pdfs/ajm\\_forecast\\_2006\\_09.xls](http://www.ajma.net/price/pdfs/ajm_forecast_2006_09.xls); Texas Controller of Public Account <http://www.window.state.tx.us/taxinfo/proptax/cong06/>



Tanto en la tabla, como en la gráfica, se muestra el constante incremento de la demanda máxima del sistema eléctrico panameño, registrándose incrementos entre 28 y 30 MW, en promedio durante los últimos 16 años.

### Factor de Carga (FC)

La evolución del FC del sistema eléctrico, que representa la relación entre la carga promedio durante un periodo de tiempo dado y la carga máxima registrada en dicho periodo, (calculado sin la demanda, ni la energía utilizada en las operaciones del canal de Panamá), muestra un lento incremento consistente a través del tiempo, de 0.3% anual promedio anual. Esta evolución, está asociada a invariables patrones de consumo de energía eléctrica de la sociedad panameña, la cual ha recibido escasas señales de precios que incentiven formas de consumo más eficientes.

Es importante señalar que la evolución presenta un comportamiento con tendencia irregular o inestable, asociada probablemente a variables tales como la penetración del servicio eléctrico, producto de la integración de sistemas aislados, otros parámetros no identificados o problemas de información, lo cual dificulta su proyección.

Sin embargo, el Modelo de proyección requiere que se determine exógenamente, la evolución estimada de este parámetro del sistema eléctrico, para calcular la demanda máxima.

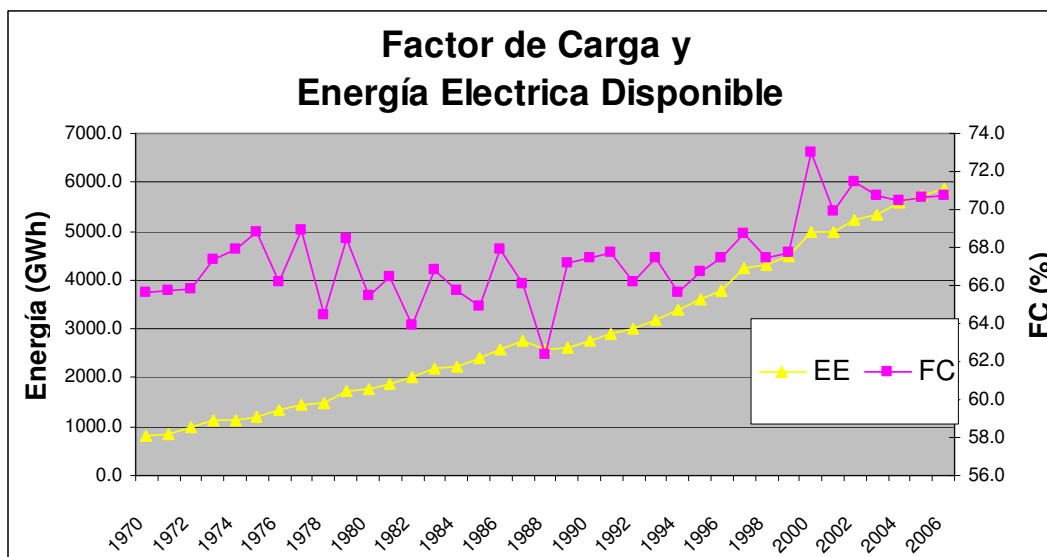


Figura 1.12

Para el escenario medio o moderado, se calculó un factor de carga afectado exclusivamente por la integración del consumo de Bocas del Toro, asumiendo que



la sociedad panameña seguirá con sus hábitos de consumo similares a los históricos, en términos generales.

Para efectos del pronóstico alto u optimista, a pesar de la baja correlación lineal de los datos históricos del FC, (0.3374), se proyectó con base en la fórmula de pronóstico lineal de programa Excel, estimándose un valor de 73.1 para el año 2021, lo cual se considera consistente, con la hipótesis de mejores prácticas empresariales y sectoriales, para inducir hábitos más eficientes de usos de la energía eléctrica en los consumidores panameños. Esta hipótesis, considera que se establecerán las políticas energéticas o señales específicas de manejo de la demanda requeridas, para modificaciones de impacto, con cambios significativos a la conducta actual.

En el Anexo 3, Cuadro No. 12 se presentan detalles del análisis y los cálculos.

### **Pérdidas de energía**

Las pérdidas de energía utilizadas por el modelo, surgen de la siguiente ecuación:

$$\text{Perdidas totales} = \text{Energía Eléctrica Disponible} - \text{Ventas Totales de Energía}$$

Las pérdidas obtenidas de la ecuación, con los datos del año 2006, representan el 15.3% de la energía disponible, equivalentes al 18.6% de las ventas.

Las pérdidas de transmisión, provenientes de las lecturas de energía recibida y entregada por el sistema de transmisión, registradas por el Sistema de Medición Comercial, administrado por el CND, permiten afirmar que para el año 2006, las pérdidas de transmisión representan el 2% de la energía disponible, equivalente al 2.5% de las ventas totales.

La diferencia, queda asignada al sistema de distribución, representando el 13.3% de la energía disponible, equivalentes al 16.1% de las ventas totales.

Para efectos de las proyecciones, tanto del escenario moderado, como del optimista, se asumió que las pérdidas de transmisión en ambos escenarios se incrementan a 4% de las ventas totales, debido al incremento de generación proveniente de Chiriquí y Bocas del Toro; las pérdidas técnicas de distribución se estiman en 5% de las ventas totales, por consiguiente, la diferencia se asigna a pérdidas No Técnicas<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> No se dispone de información estadísticas segregada, ni se recibieron oportunamente las proyecciones solicitadas a las distribuidoras (Anexo 4). Adicionalmente, las series históricas agregadas no concilian con el resto de los datos.



En el escenario moderado, las pérdidas totales se reducen de 18.6 a 17.3% de las ventas totales, producto de la hipótesis de un esfuerzo moderado en controlar las pérdidas no técnicas, para reducirlas al 8% de las ventas totales.

Para el escenario optimista, la reducción de las pérdidas totales es mayor, llegando a 15.8% de las ventas totales. Este escenario asume mejores prácticas empresariales de distribución, enfocadas a reducir las pérdidas no técnicas, al mismo tiempo de considerar mayor disponibilidad de pago, debido a la mejor situación económica general.

Los detalles de cálculo se presentan en el Anexo 3, Cuadro No. 13.

### **1.5 INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO.**

De acuerdo a las fechas estimadas, para la integración de la provincia de Bocas del Toro al Sistema Interconectado Nacional, se ha incorporado, como parte del Modelo, la demanda correspondiente a dicha región, simulándose en el Sector de consumo denominado “Bloque”.

Para el escenario moderado, se establece la tasa de crecimiento proporcionada por EDECHI para la provincia de Chiriquí en el Informe Indicativo de Demanda 2006-2015, modificada con un incremento adicional de 10%, durante los primeros cuatro años, debido al inicio de operación de proyectos adicionales, como la potabilizadora.

Para el escenario optimista, el incremento adicional de los cuatro primeros años se estableció en 15%, considerando adicionalmente impactos de desarrollo del “turismo residencial” y el impulso positivo de la situación económica general del país.

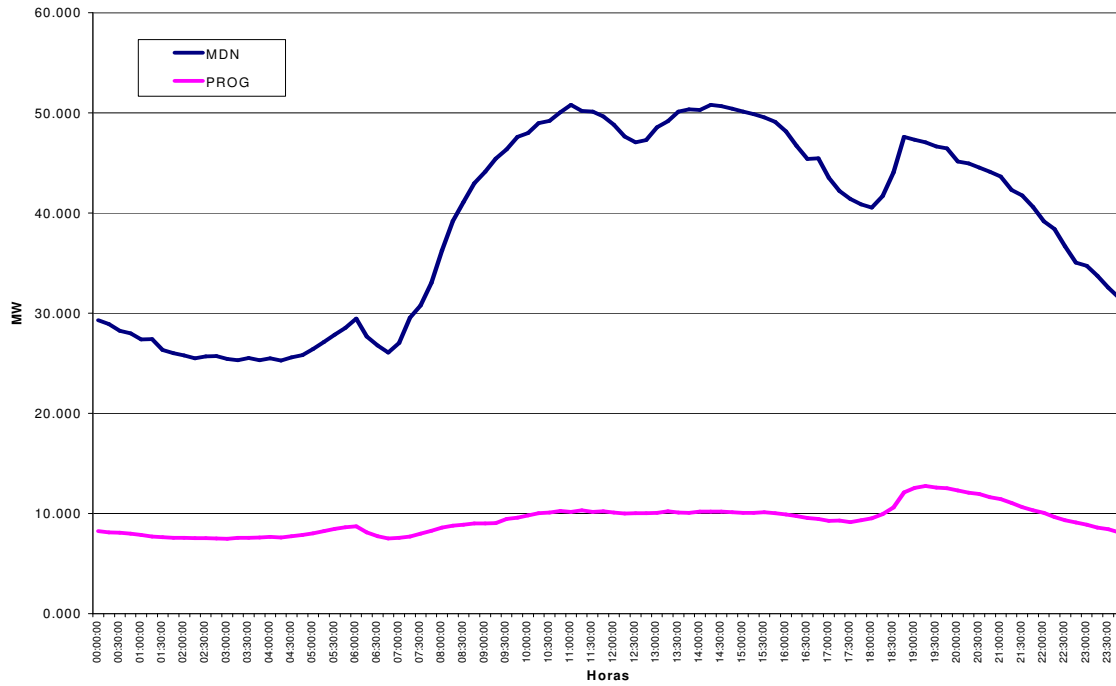
A pesar de que en ambos escenarios la tasa promedio anual de crecimiento es de 2.54%, al final del horizonte tienen una diferencia de aproximadamente 34 GWh, dado que desde el inicio (octubre de 2008), el consumo eléctrico podría diferir, según el escenario económico que se desarrolle a dicha fecha. En el Anexo 3, Cuadro No. 14, se presentan las tablas de pronóstico detallados.

### **1.6 CURVAS TÍPICAS**

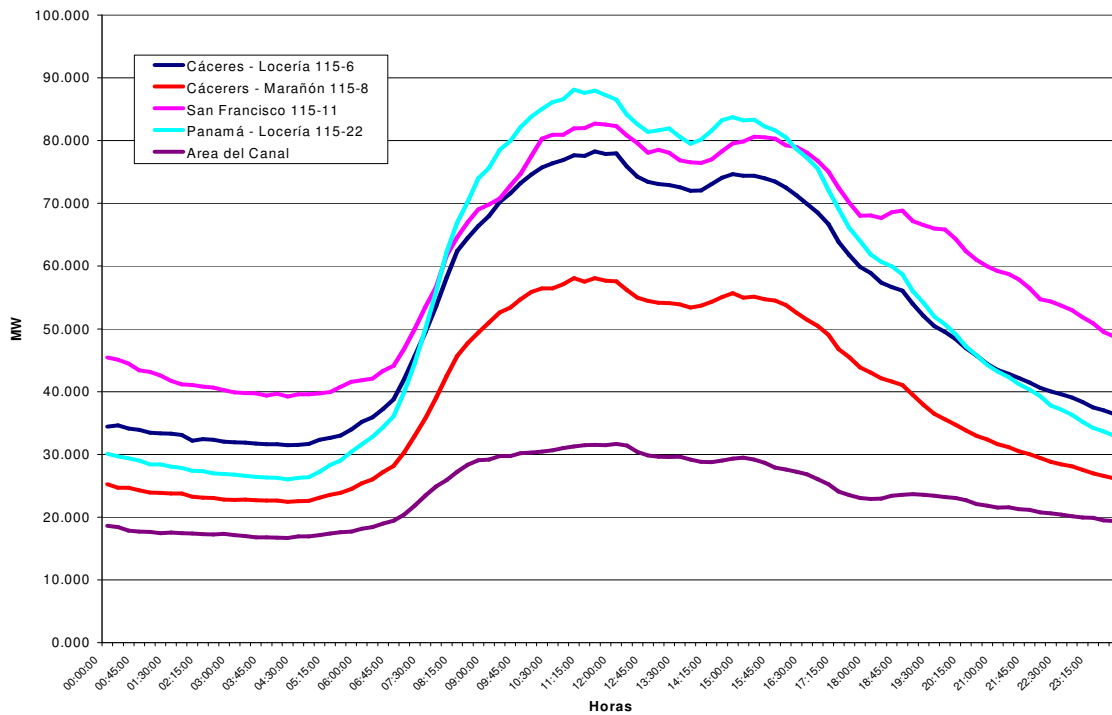
Las curvas típicas de cargas son perfiles que representan la potencia consumida en función del tiempo. A continuación se presentan las curvas típicas de demanda de las distribuidoras



### DEMANDA EDECHI

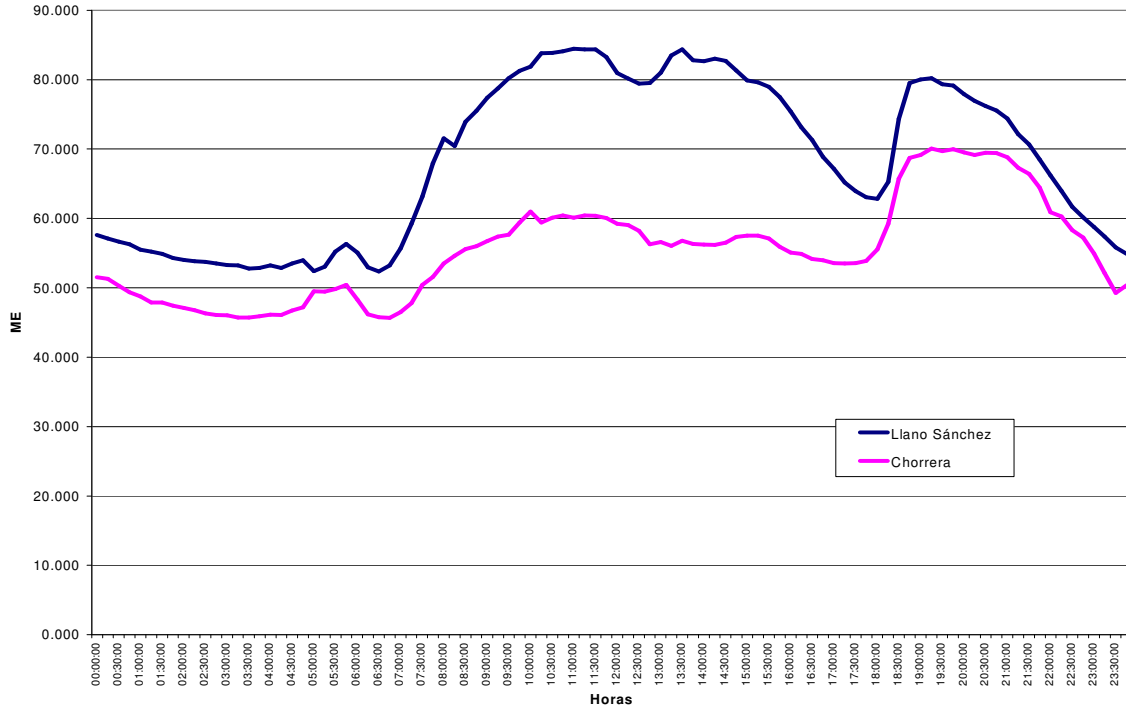


### DEMANDA EDEMET PANAMÁ

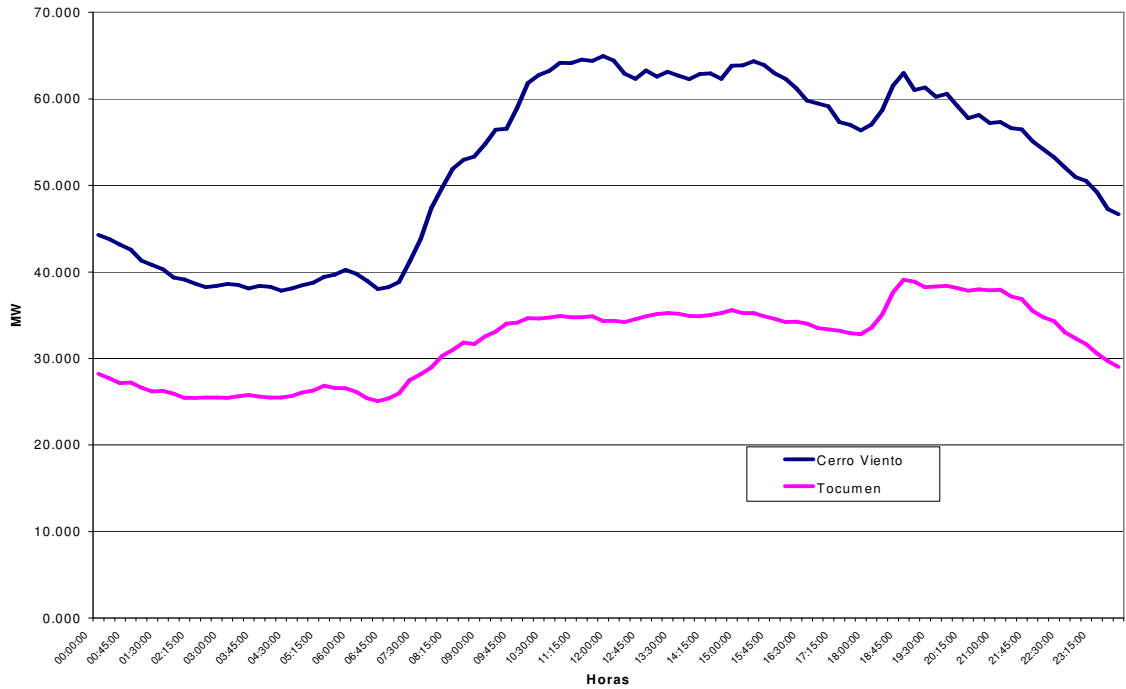




DEMANDA EDEMET Llano Sánchez y Chorrera

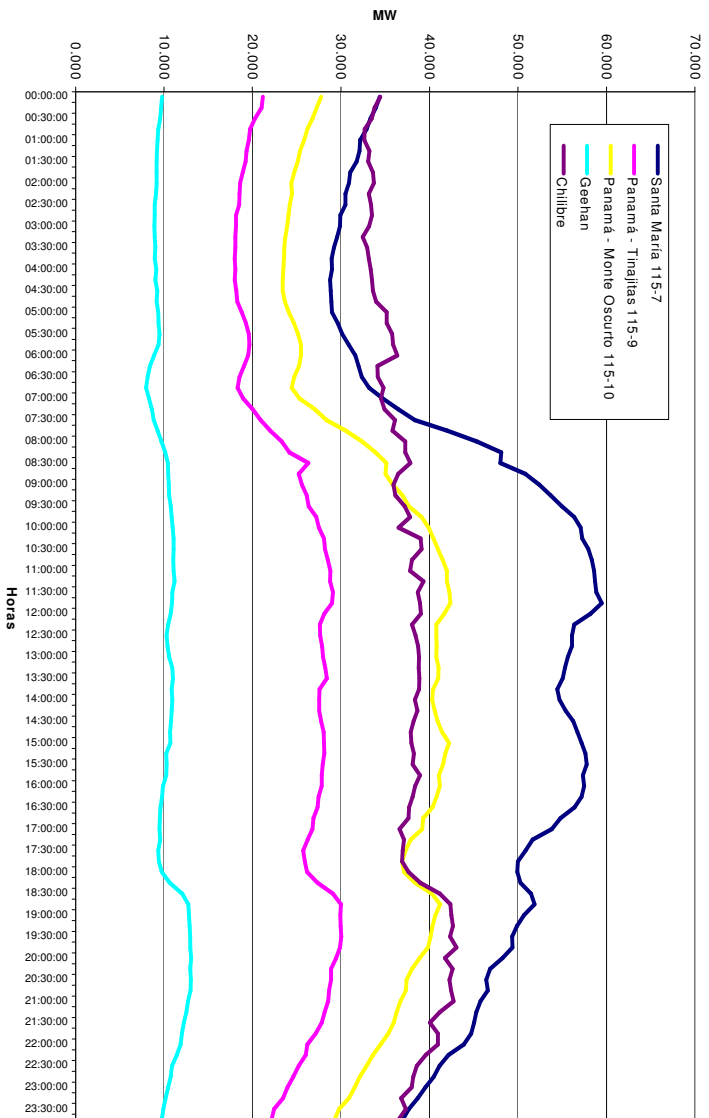


DEMANDA ELEKTRA PANAMÁ II

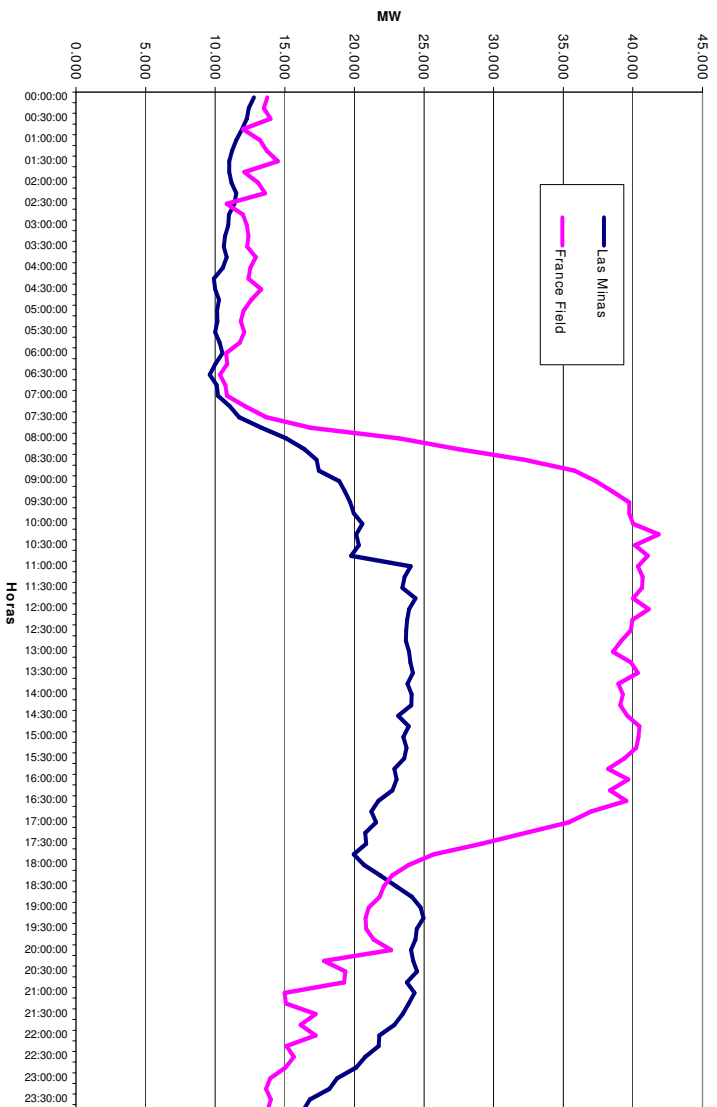


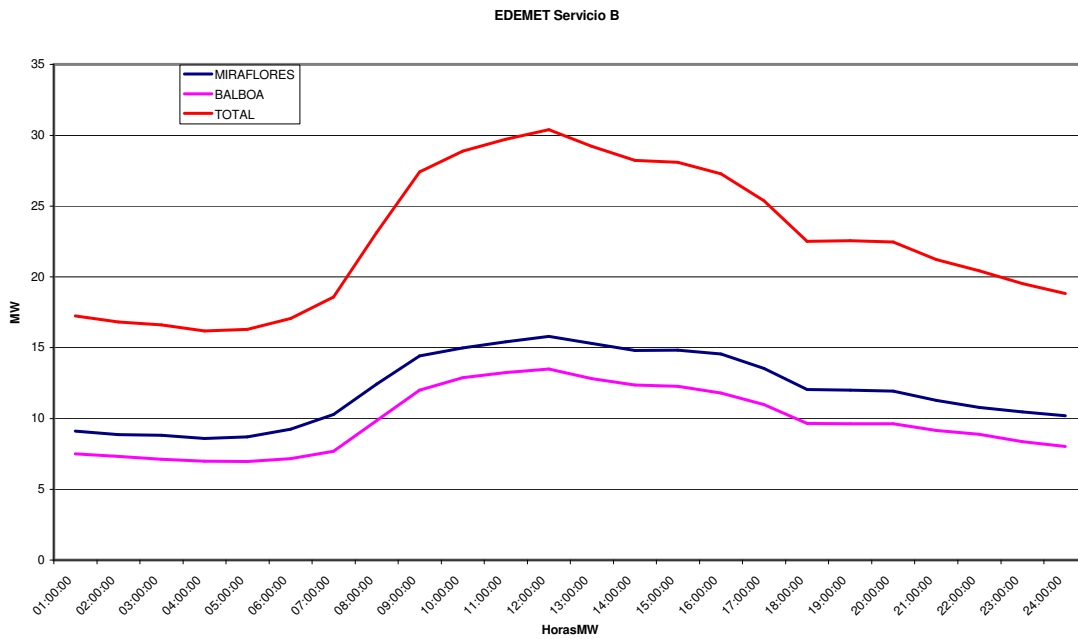
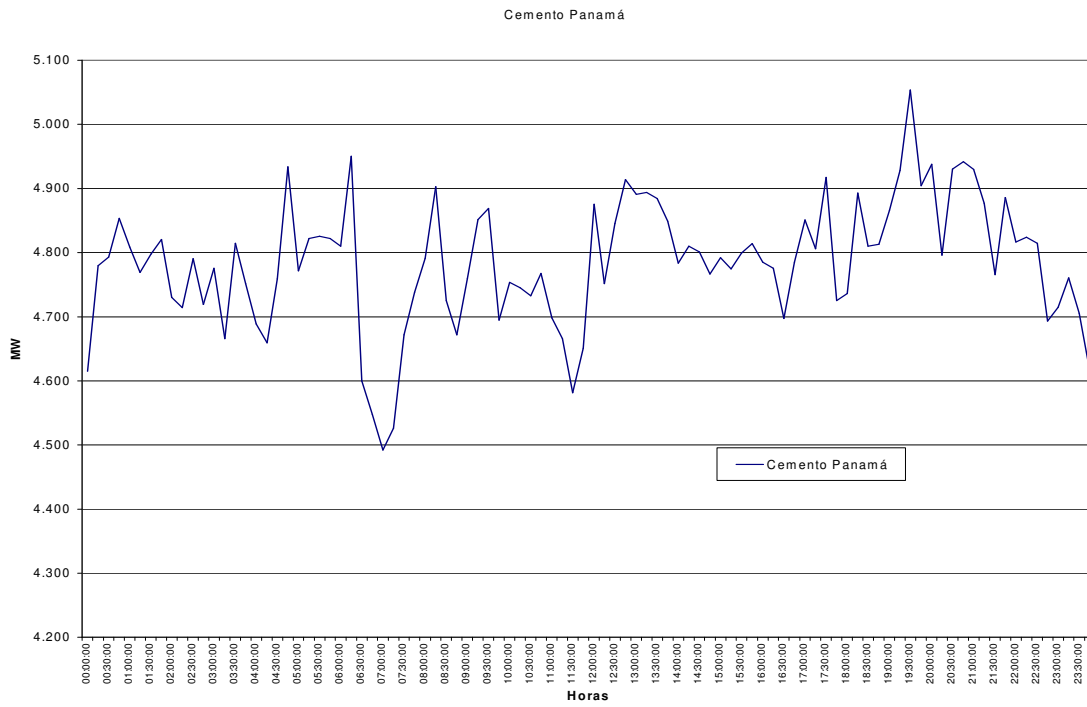


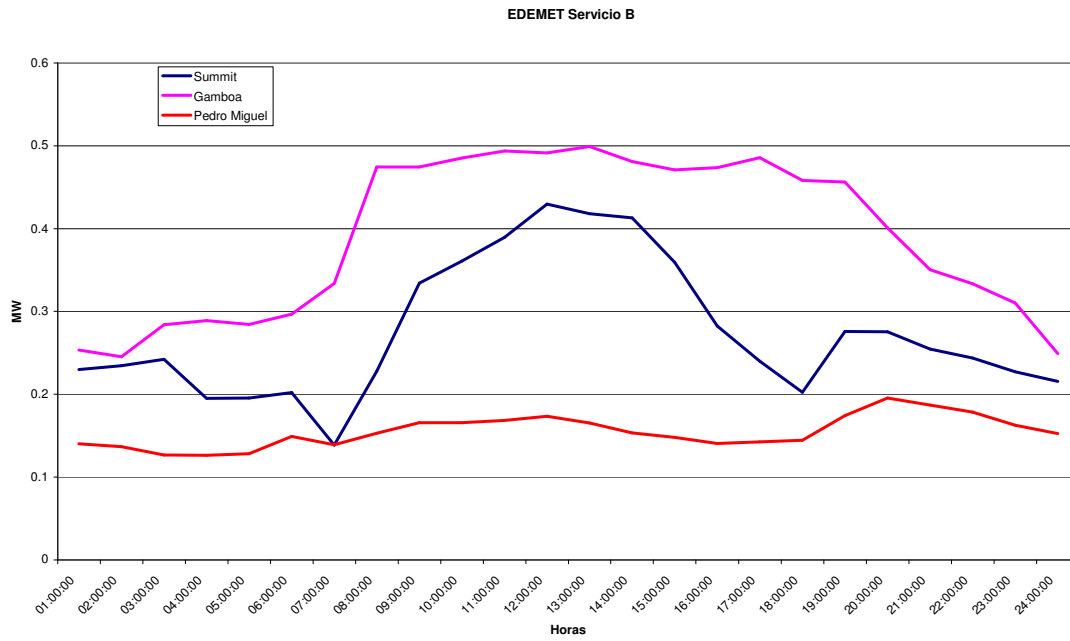
DEMANDA ELEKTRA PANAMA



DEMANDA ELEKTRA COLÓN







Figuras 1.13



## 1.7 PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de las premisas de los escenarios planteados.

Tabla 1.7

VARIABLE	DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL	ESCENARIO MEDIO = MODERADO			
		AÑO 1	CORTO PLAZO	MEDIANO PLAZO	LARGO PLAZO
		2007	2008-2010	2011-2014	2015-2021
<b>PIB</b>	Con crecimiento promedio anual de 5.3%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento.	7.30	5.16	3.04	4.31
<b>PIBMAN</b>	Tasas de crecimiento de tendencia reciente inferiores al PIB Total, sincronizadas con la evolución cíclica global, manteniendo su participación estructural, en 6% del PIB Total.	4.56	4.56	2.73	3.98
<b>BLOQUE</b>	= Bocas del Toro; estudio ASEP-2005, con incremento de 10% adicional durante los cuatro años iniciales, por nuevos proyectos (Ej. Potabilizadora). Integración en oct-2008	0.00	6785054	2.34	2.67
<b>Factor de Carga</b>	Serie calculada con base en el FC del último año, afectado por consumo Bocas del Toro.	70.70	70.75	70.91	71.16
<b>Pérdidas</b>	Reducción del Porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	18.59	18.45	17.99	17.28
		15.33	15.08	14.68	14.15
<b>Precios</b>	Tasas de crecimiento promedio de pronósticos de precios altos y bajos del EIA-DOE	1.00	0.93	0.96	1.00
<b>Población</b>	Tasas de proyecciones de población de la Contraloría General de la República.	1.65	1.60	1.50	1.29

VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO ALTO = OPTIMISTA			
		AÑO 1	CORTO PLAZO	MEDIANO PLAZO	LARGO PLAZO
		2007	2008-2010	2011-2014	2015-2021
<b>PIB</b>	Serie de tasas cíclicas ajustadas, con base en Estudio de Ampliación del Canal-AC, 1% promedio mayor al escenario medio o moderado.	8.00	6.68	4.56	5.31
	1%	0.70	1.52	1.52	1.00
<b>PIBMAN</b>	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, ligeramente superior al escenario moderado.	5.06	5.06	3.53	4.88
	1%	0.50	0.50	0.80	0.90
<b>BLOQUE</b>	Evolución con base en el estudio Bocas del Toro/ASEP-2005, con incremento de 15% adicional, durante los cuatro años iniciales, debido a impactos del turismo residencial e impulso de situación económica general del país. Integración en oct-2008		7093462	2.34	2.67
<b>Factor de Carga</b>	Serie expandida con pronóstico de tendencia lineal, asumiendo continuidad de mejores prácticas y/o formas de consumo.	70.70	70.89	71.53	72.54
<b>Pérdidas</b>	Reducción del porcentaje de pérdidas, respecto a Ventas Totales, mayores al escenario moderado, debido a mejores prácticas empresariales y disponibilidad de pago de los consumidores, por mejor situación económica.	18.59	18.36	17.26	15.77
		15.33	14.95	14.16	13.07
<b>Precios</b>	Tasas de pronósticos de precios bajos del EIA-DOE	0.96	0.91	0.96	0.99
<b>Población</b>	Tasas de proyecciones de población de la Contraloría General de la República, ajustadas con el impacto de inmigración por trabajos de ampliación del Canal y "turismo residencial".	1.65	2.31	2.05	1.24
<b>SECTORES DE CONSUMO CON IGUAL TRATAMIENTO, EN AMBOS ESCENARIOS</b>					
<b>SECTORES CONSUMO MINORITARIO</b>	Participación porcentual constante, igual al último año de la serie histórica, respecto al consumo total, debido a que no se dispone de series históricas de variables explicativas. Dada la baja participación del conjunto, en el consumo total de energía, la omisión de variaciones supone errores de estimación no significativos. Participación del conjunto---->	2.7	2.7	2.7	2.7
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.4	2.4	2.4	2.4
	AUTOCONSUMO	0.1	0.1	0.1	0.1
	OTROS	0.2	0.2	0.2	0.2



A continuación se presenta el detalle sectorial de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima resultante de la ejecución del modelo, previa descripción de las siglas utilizadas para su total comprensión:

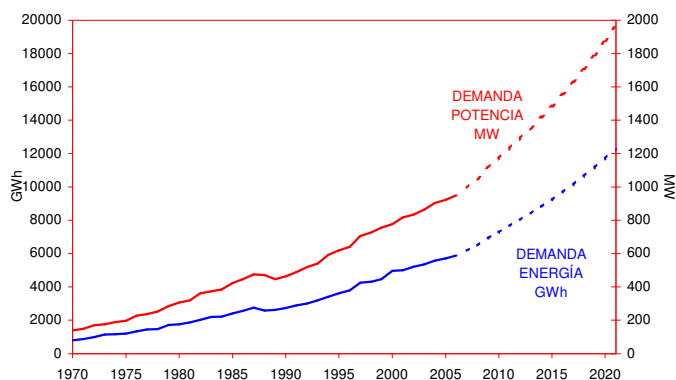
<b>SIGLA</b>	<b>SECTOR DE CONSUMO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
GWHRES	RESIDENCIAL	Consumo destinado al bienestar de la sociedad en sus hogares.
GWHCOM	COMERCIAL	Consumo destinado al confort y operación de los locales comerciales.
GWHIND	INDUSTRIAL	Consumo destinado a actividades productivas industriales.
GWHOFI	OFICIAL	Consumo destinado a las actividades al confort y operación de las oficinas públicas, hospitales, escuelas públicas y demás instalaciones propiedad del Estado
GWHALU	ALUMBRADO PÚBLICO	Consumo dedicado a la iluminación de calles y parques públicos.
GWHAUT	AUTOCONSUMO	Consumo dedicado al confort y operaciones de las empresas de distribución
GWHBLQ	BLOQUES INDEPENDIENTES	En este modelo se asignó al consumo de la provincia de Bocas del Toro.
GWHOTR	OTROS SECTORES	Representa consumos atendidos por sistemas aislados.
GWHPER	PÉRDIDAS TOTALES	Corresponde a las pérdidas de los sistemas de distribución y transmisión.

Tabla 1.8

## 1.7.1 Escenario Medio o Moderado

### PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Medio	INICIAL	FINAL	Δ%GWh	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	2006	4.9	4.6
Pronóstico	2006	2007	4.9	4.9
	2007	2011	5.5	5.5
	2007	2021	5.0	5.0



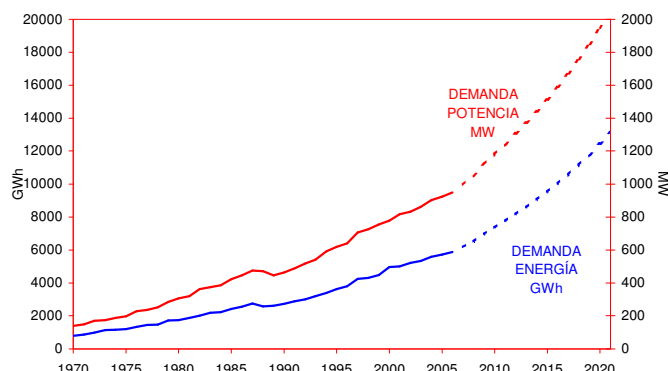
AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLO	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsum	Bloque	Otros	Pérdidas				
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-2006	5.7	8.4	0.9	4.0	6.2	-5.4	-57.0	-6.3	1.7	4.9		4.6	
2006-2007	2.4	6.6	2.8	5.9	5.9	5.9	4.9	5.9	4.9	4.9		4.9	
2007-2011	2.4	6.7	5.6	5.8	5.2	5.2	3120.6	5.2	4.7	5.5		5.5	
2007-2021	2.3	6.4	5.3	4.9	5.0	5.0	184.1	5.0	4.3	5.0		5.0	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		139.5	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	149.3	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	170.1	13.9
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1139.9	16.3	175.7	3.3
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1004.6	1342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1041.9	1449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1118.1	1569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1166.4	4967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1161.3	1619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1066.0	4999.9	0.7	816.3	5.1
2002	1261.0	1733.6	438.7	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1108.6	5221.7	4.4	833.9	2.2
2003	1341.2	1947.9	321.6	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1035.8	5342.6	2.3	861.8	3.3
2004	1437.7	2065.2	337.0	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	975.8	5571.0	4.3	902.9	4.8
2005	1495.8	2176.6	344.9	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	930.2	5711.0	2.5	923.3	2.3
2006	1556.6	2306.1	317.8	666.9	114.7	5.1	0.0	7.8	901.1	5876.1	2.9	948.7	2.8
2007	1593.8	2459.0	326.6	706.5	121.4	5.4	0.0	8.3	945.5	6166.4	4.94	995.6	4.94
2008	1632.5	2623.8	341.8	748.5	127.7	5.7	22.5	8.7	994.0	6505.1	5.49	1050.3	5.49
2009	1672.6	2801.4	361.5	793.0	134.4	6.0	96.9	9.1	1038.7	6913.5	6.28	1115.5	6.21
2010	1713.3	2992.4	384.4	840.0	141.6	6.3	104.6	9.6	1086.4	7278.7	5.28	1173.6	5.21
2011	1754.7	3191.8	405.5	885.0	148.9	6.6	112.9	10.1	1134.2	7649.7	5.10	1232.7	5.03
2012	1796.8	3399.7	425.5	928.4	156.4	7.0	121.6	10.6	1182.5	8028.5	4.95	1292.9	4.88
2013	1839.5	3616.4	445.1	970.9	164.1	7.3	130.9	11.2	1231.5	8416.9	4.84	1354.6	4.77
2014	1882.9	3842.4	464.6	1012.9	172.0	7.6	139.3	11.7	1281.4	8814.7	4.73	1417.7	4.66
2015	1926.2	4081.8	487.7	1057.7	180.3	8.0	151.3	12.3	1333.9	9239.4	4.82	1485.0	4.75
2016	1969.7	4335.4	513.6	1105.3	189.2	8.4	162.8	12.9	1389.2	9686.5	4.84	1555.9	4.77
2017	2013.3	4603.8	541.6	1155.8	198.5	8.8	175.2	13.5	1447.0	10157.4	4.86	1630.5	4.79
2018	2057.1	4887.7	571.3	1209.0	208.3	9.3	188.5	14.2	1507.4	10652.8	4.88	1708.9	4.81
2019	2101.2	5187.9	602.7	1265.0	218.6	9.7	202.9	14.9	1570.4	11173.3	4.89	1791.2	4.82
2020	2144.8	5505.2	635.5	1323.8	229.4	10.2	218.3	15.6	1635.9	11718.9	4.88	1877.5	4.82
2021	2188.2	5840.4	669.8	1385.4	240.7	10.7	234.5	16.4	1704.2	12290.3	4.88	1969.0	4.88

Tabla 1.9

## 1.7.2 Escenario Alto u Optimista

### PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Alto	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	2006	4.9	4.6
Pronóstico	2006	2007	5.1	5.1
	2007	2011	5.9	5.7
	2007	2021	5.5	5.3



ANO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLO	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-2006	5.7	8.4	0.9	4.0	6.2	-5.4	-57.0	-6.3	1.7	4.9		4.6	
2006-2007	2.4	6.7	4.0	6.1	6.0	6.0	5.1	6.0	5.1	5.1		5.1	
2007-2011	2.5	7.1	7.3	6.7	5.7	5.7	3170.4	5.7	4.4	5.9		5.7	
2007-2021	2.5	7.0	6.2	5.9	5.6	5.6	186.7	5.6	4.0	5.5		5.3	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		139.5	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	149.3	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	170.1	13.9
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1139.9	16.3	175.7	3.3
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1004.6	1342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1041.9	1449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1118.1	1569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1166.4	4967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1161.3	1619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1066.0	4999.9	0.7	816.3	5.1
2002	1261.0	1733.6	438.7	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1108.6	5221.7	4.4	833.9	2.2
2003	1341.2	1947.9	321.6	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1035.8	5342.6	2.3	861.8	3.3
2004	1437.7	2065.2	337.0	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	975.8	5571.0	4.3	902.9	4.8
2005	1495.8	2176.6	344.9	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	930.2	5711.0	2.5	923.3	2.3
2006	1556.6	2306.1	317.8	666.9	114.7	5.1	0.0	7.8	901.1	5876.1	2.9	948.7	2.8
2007	1593.8	2460.6	330.5	707.8	121.6	5.4	0.0	8.3	946.7	6174.7	5.08	996.9	5.08
2008	1632.5	2630.8	351.6	753.7	128.2	5.7	23.6	8.7	998.1	6532.9	5.80	1054.8	5.80
2009	1672.6	2818.1	378.6	804.7	135.5	6.0	102.1	9.2	1037.6	6964.5	6.61	1121.6	6.33
2010	1714.1	3023.6	410.2	860.8	143.5	6.4	110.8	9.8	1080.8	7359.8	5.68	1182.2	5.41
2011	1756.9	3240.8	438.2	915.7	151.7	6.7	120.2	10.3	1123.7	7764.3	5.50	1244.0	5.23
2012	1801.0	3470.4	464.2	970.2	160.1	7.1	130.2	10.9	1167.0	8181.0	5.37	1307.4	5.10
2013	1846.3	3712.8	489.2	1024.7	168.9	7.5	140.8	11.5	1210.7	8612.4	5.27	1372.8	5.00
2014	1892.7	3968.7	513.8	1079.5	178.0	7.9	150.8	12.1	1255.2	9058.8	5.18	1440.2	4.91
2015	1940.5	4243.0	542.3	1138.6	187.8	8.3	164.7	12.8	1302.5	9540.5	5.32	1513.0	5.05
2016	1989.4	4536.7	573.8	1201.9	198.3	8.8	178.3	13.5	1352.4	10053.1	5.37	1590.2	5.10
2017	2039.6	4851.0	607.7	1269.4	209.4	9.3	193.1	14.2	1404.9	10598.7	5.43	1672.2	5.16
2018	2090.9	5187.1	643.8	1341.1	221.3	9.8	209.2	15.1	1460.0	11178.3	5.47	1759.1	5.20
2019	2143.4	5546.3	681.8	1417.3	233.8	10.4	226.8	15.9	1517.6	11793.2	5.50	1851.1	5.23
2020	2197.1	5929.8	721.6	1498.0	247.2	11.0	245.8	16.8	1577.8	12445.1	5.53	1948.4	5.26
2021	2252.1	6339.1	763.3	1583.3	261.3	11.6	266.0	17.8	1640.7	13135.1	5.54	2056.5	5.54

Tabla 1.10

## 1.7.3 Desagregación por Barra



En la siguiente página se presenta la desagregación de la Demanda Máxima de Generación, por participante consumidor y por barra.

Esta desagregación se calculó con base en los datos históricos registrados el 27 de septiembre de 2006. Los resultados obtenidos concuerdan con la información suministrada por las distribuidoras.

Se incluye la demanda de la subestación Las Guías, a construirse en el año 2008, en los límites de la provincia de Coclé.



**DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN, POR PARTICIPANTE CONSUMIDOR Y POR BARRA. 2007- 2021 (MW)**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>ELEKTRA</b>															
Santa María	67.48	65.72	64.46	62.20	66.12	68.52	72.34	75.86	79.53	83.52	87.62	92.02	96.56	101.50	106.54
LM 13	13.34	14.12	14.86	15.52	16.41	17.21	18.13	19.18	20.06	21.04	22.06	23.27	24.52	25.64	26.98
France Field	75.40	79.75	83.95	87.66	92.71	97.23	102.41	108.38	113.32	118.85	124.63	131.45	138.53	144.86	152.46
Tocumen	37.22	39.09	41.35	43.09	45.80	47.31	49.93	52.30	54.85	57.63	60.52	63.60	66.79	70.26	73.82
Chilibre	32.93	31.80	30.91	29.52	31.38	32.52	34.34	36.01	37.75	39.64	41.58	43.66	45.80	48.14	50.52
Cerro Viento	66.46	69.93	74.03	77.19	82.05	84.87	89.59	93.89	98.45	103.47	108.68	114.23	120.00	126.24	132.69
Monte Oscuro	54.91	57.91	61.38	64.04	68.08	70.55	74.49	78.12	81.89	86.08	90.46	95.09	99.93	105.16	110.57
Pacora (Geehan)	14.02	15.11	16.18	17.00	18.07	19.05	20.16	21.23	22.23	23.41	24.68	26.00	27.40	28.89	30.48
Tinajitas	19.34	28.77	38.48	47.94	50.96	52.82	55.76	58.48	61.30	64.57	68.06	71.69	75.56	79.68	84.06
<b>Total</b>	<b>381.11</b>	<b>402.20</b>	<b>425.60</b>	<b>444.16</b>	<b>471.59</b>	<b>490.07</b>	<b>517.14</b>	<b>543.46</b>	<b>569.36</b>	<b>598.21</b>	<b>628.30</b>	<b>661.00</b>	<b>695.08</b>	<b>730.38</b>	<b>768.13</b>
<b>EDEMET</b>															
Locería	81.53	85.92	90.46	93.59	97.67	101.59	106.09	110.97	115.86	121.48	127.48	133.67	140.24	147.23	154.62
Marañón	96.52	101.73	107.09	110.81	115.64	120.28	125.60	131.38	137.17	143.82	150.92	158.25	166.04	174.31	183.05
San Francisco	70.91	74.73	78.67	81.40	84.95	88.36	92.27	96.52	100.77	105.66	110.87	116.26	121.98	128.05	134.48
Centro Bancario	63.79	67.23	70.78	73.23	76.42	79.49	83.01	86.83	90.65	95.05	99.75	104.59	109.73	115.20	120.98
Llano Sanchez 115	79.46	94.64	98.53	101.94	106.39	110.66	115.55	120.87	126.20	132.32	138.85	145.60	152.76	160.37	168.35
Llano Sanchez 34	10.80	11.38	11.98	12.40	12.94	13.46	14.05	14.70	15.35	16.09	16.88	17.70	18.58	19.50	20.48
Las Guías	0.00	13.94	14.51	15.01	15.67	16.29	17.01	17.80	18.58	19.48	20.45	21.44	22.49	23.61	24.79
Chorrera 34	76.58	57.72	60.09	62.18	64.89	67.49	70.48	73.72	76.97	80.70	84.69	88.80	93.17	97.81	102.68
Mir 44	12.85	13.55	14.26	14.76	15.40	16.02	16.73	17.50	18.27	19.15	20.10	21.07	22.11	23.21	24.38
Bal 44	11.57	12.20	12.84	13.28	13.86	14.42	15.06	15.75	16.44	17.24	18.09	18.97	19.91	20.90	21.95
Summ 44	1.28	1.35	1.42	1.47	1.54	1.60	1.67	1.74	1.82	1.91	2.00	2.10	2.21	2.32	2.43
Gam 44	1.93	2.03	2.14	2.21	2.31	2.40	2.51	2.63	2.74	2.87	3.02	3.16	3.32	3.48	3.66
Acl 44	1.93	2.03	2.14	2.21	2.31	2.40	2.51	2.63	2.74	2.87	3.02	3.16	3.32	3.48	3.66
<b>Total</b>	<b>509.15</b>	<b>538.45</b>	<b>564.92</b>	<b>584.50</b>	<b>609.98</b>	<b>634.46</b>	<b>662.52</b>	<b>693.04</b>	<b>723.55</b>	<b>758.67</b>	<b>796.13</b>	<b>834.78</b>	<b>875.84</b>	<b>919.46</b>	<b>965.49</b>
<b>EDECHI</b>															
Mata de Nance 34	52.99	52.24	54.54	55.97	58.31	60.34	62.80	65.18	67.53	70.25	73.15	76.11	79.23	82.54	86.01
Caldera	6.24	6.15	6.42	6.59	6.87	7.11	7.40	7.68	7.95	8.27	8.61	8.96	9.33	9.72	10.13
Progreso	8.44	8.32	8.69	8.92	9.29	9.61	10.00	10.38	10.76	11.19	11.65	12.13	12.62	13.15	13.70
Charco Azul	7.28	7.18	7.49	7.69	8.01	8.29	8.63	8.96	9.28	9.65	10.05	10.46	10.89	11.34	11.82
<b>Total</b>	<b>74.95</b>	<b>73.90</b>	<b>77.14</b>	<b>79.16</b>	<b>82.48</b>	<b>85.35</b>	<b>88.83</b>	<b>92.20</b>	<b>95.51</b>	<b>99.37</b>	<b>103.47</b>	<b>107.66</b>	<b>112.08</b>	<b>116.75</b>	<b>121.66</b>
<b>CEMPA</b>															
	4.10	4.19	4.27	5.36	5.45	5.50	5.58	5.65	5.71	5.80	5.89	5.98	6.07	6.17	6.27
<b>SUB-TOTAL</b>															
	<b>969.31</b>	<b>1,016.89</b>	<b>1,071.94</b>	<b>1,113.18</b>	<b>1,169.49</b>	<b>1,215.37</b>	<b>1,274.07</b>	<b>1,334.35</b>	<b>1,394.14</b>	<b>1,462.05</b>	<b>1,533.78</b>	<b>1,609.41</b>	<b>1,689.06</b>	<b>1,772.76</b>	<b>1,861.66</b>
Changuinola	0.00	11.42	11.87	12.35	12.86	13.39	13.95	14.54	15.15	15.80	16.48	17.20	17.95	18.75	19.75
<b>TOTAL DEMANDA</b>	<b>969.31</b>	<b>1,028.31</b>	<b>1,083.82</b>	<b>1,125.53</b>	<b>1,182.35</b>	<b>1,228.76</b>	<b>1,288.02</b>	<b>1,348.89</b>	<b>1,409.29</b>	<b>1,477.85</b>	<b>1,550.26</b>	<b>1,626.61</b>	<b>1,707.02</b>	<b>1,791.51</b>	<b>1,881.41</b>
Perdidas en MW	26.28	21.95	31.68	48.12	50.55	64.81	67.93	71.14	79.34	83.20	87.28	91.58	96.11	100.86	105.92
Perd en %	2.64%	2.09%	2.84%	4.10%	4.10%	5.01%	5.01%	5.01%	5.33%	5.33%	5.33%	5.33%	5.33%	5.33%	5.33%
<b>Total Generación</b>	<b>995.59</b>	<b>1,050.27</b>	<b>1,115.50</b>	<b>1,173.65</b>	<b>1,232.90</b>	<b>1,293.57</b>	<b>1,355.95</b>	<b>1,420.03</b>	<b>1,488.63</b>	<b>1,561.06</b>	<b>1,637.54</b>	<b>1,718.19</b>	<b>1,803.12</b>	<b>1,892.37</b>	<b>1,987.33</b>

Tabla 1.11

## 1.8 CONCLUSIONES

Para el corto plazo (2007-2010), de acuerdo a la información disponible y los análisis y cálculos realizados, la demanda de energía eléctrica de Panamá podría presentar tasas de crecimiento, por el orden de 5.7 a 6.0% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer 5.6 a 5.8%, de darse situaciones socioeconómicas moderadas u optimista, respectivamente.

La estrechez del rango de proyecciones del corto plazo, con diferencias menores al 1%, obedece a la fuerza de los factores positivos que se perciben para dichos años, especialmente los relacionados a la decisión tomada por la población panameña, al aprobar los trabajos de ampliación del Canal de Panamá, a los cuales están intrínsecamente relacionadas las hipótesis de crecimiento económico, tanto moderado, como optimista.

Las mayores incertidumbres radican en los proyectos urbanísticos del sector construcción, los cuales podrían verse obstaculizados por algún factor no previsto y la ejecución de megaproyectos no listados, ni considerados explícitamente, los cuales podrían incrementar las tasas de crecimiento del escenario optimista (tales como: la refinería de petróleo; el saneamiento de la bahía, con sus respectivas plantas purificadoras, la expansión portuaria; los corredores sur y norte y la autopista Panamá-Colón, entre otros).

Para el largo plazo (2011-2021), los cálculos presentan un rango de crecimiento entre 4.8 y 5.5%, según la ocurrencia de escenarios moderado u optimista, respectivamente. Ambos escenarios califican de conservadores, debido a las restricciones que impone la serie histórica, sin precedentes de crecimientos sostenidos similares a los rangos resultantes del corto plazo.

La siguiente gráfica compara las proyecciones del Escenario Moderado, frente a los datos del Informe Indicativo de Demanda, elaborado por el Centro Nacional de Despacho, presentando diferencias de 5% o menos hasta el año 2014, y de 7% al 2016. Ambos porcentajes de discrepancia son aceptables, dadas las diferencias metodológicas y enfoques conceptuales de cada proyección.

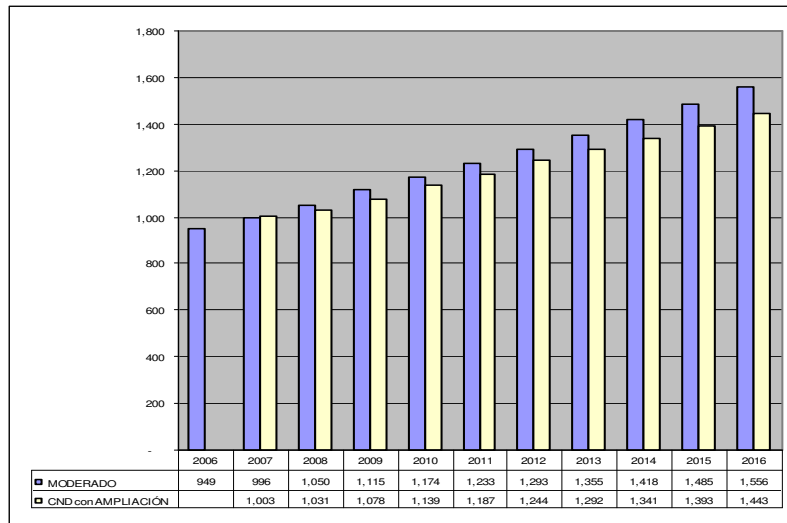


Figura 1.14

Los 15 años de proyección conducen a priorizar las actividades del sector comercial, el cual pasa del 39% a 48% del consumo total, aproximadamente; por su parte, el consumo del sector residencial reduce su participación de 27 a 18%; el resto de los sectores de consumo (industrial, oficial, alumbrado público, autoconsumo y otros) mantienen relativamente sus participaciones, durante el horizonte de proyección.



## 1.9 REFERENCIAS

1. Centro Nacional de Despacho (CND) de Panamá; Gerencia de Operaciones; Informe indicativo de demandas; 2007-2016.
2. Comisión de Política Energética (COPE) de Panamá; Compendio estadístico energético; [www.mef.gob.pa/politica\\_energetica/documentos.asp](http://www.mef.gob.pa/politica_energetica/documentos.asp); 1970-2005 y cuadros preliminares 2006.
3. Contraloría General de la República de Panamá; Dirección de Estadística y Censo; Censos nacionales de población (X) y vivienda (VI); [www.eclac.cl/redatam/g4help/panama/censos](http://www.eclac.cl/redatam/g4help/panama/censos); Mayo 2000.
4. Contraloría General de la República de Panamá; Dirección de Estadística y Censo; Producto Interno Bruto; Indicadores Mensuales de Actividad Económica, Índice de Precios al Consumidor.
5. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de Panamá, información preliminar 2006.
6. Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá; Historial eléctrico nacional; Ingresos nominales facturados por ventas de energía eléctrica; 1970-1997.
7. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) de Panamá; Dirección de Análisis y Políticas Económicas; Estimación de la población total de Panamá; 2001-2006.; Informe Económico Primer Semestre 2006.
8. Autoridad del Canal de Panamá/INDESA/INTRACORP: Evaluación Socioeconómica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas; Abril 2006.

## Capítulo 2: Definición de Políticas y Criterios

### I. Referencias Legales

#### A. Ley 6 de 3 de febrero de 1997

#### Sección II, Expansión del Sistema Interconectado Nacional

##### **Artículo 18. Criterios.**

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

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

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

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

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

La Empresa de Transmisión consultará la opinión de las empresas de distribución y de generación sobre el plan de expansión. Las empresas distribuidoras tendrán el derecho de reducir su demanda proyectada, de acuerdo con las decisiones que adopten para contratar el suministro de energía con empresas distintas a la Empresa de Transmisión, dentro de los límites establecidos en esta Ley. La empresa de Transmisión efectuará los ajustes necesarios al plan y lo someterá a la aprobación del Ente Regulador. Una vez aprobado, el plan de expansión servirá de base, a la Empresa de Transmisión, para establecer los requerimientos de suministro de energía a largo plazo, que se utilizan para el respectivo proceso de contratación.

## **B. Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998**

### **Título I, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional**

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

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

#### **Artículo 2. Plan de Expansión.**

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

Este Plan deberá elaborarse para un período mínimo de diez (10) años. El Ente Regulador podrá mediante Resolución hacer un cambio a este período, si se da alguna condición que lo requiera.

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

A más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará 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. El Plan deberá incluir una propuesta sobre la generación adicional que deberá contratarse para atender el crecimiento de la demanda.

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

#### **C. Reglamento de Transmisión**

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

## **II. Lineamientos Generales**

### **A. Requerimientos de Calidad**

Generación:

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

Transmisión:

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

### **B. Mínimo Costo**

Se mantiene el criterio de obtención del plan de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo. No obstante, a partir del 3 de febrero del año 2002, ETESA dejó de ser el comprador único en base a lo establecido en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, por lo cual las empresas de distribución deberán adquirir potencia y/o energía de acuerdo a los procedimientos y criterios establecidos por la ASEP. Por lo tanto, la competencia entre las empresas generadoras (existentes y/o futuras) es el mecanismo previsto en la Ley 6 de 1997 para lograr un precio eficiente de generación, donde el inversionista escoge la fuente de generación nueva y la capacidad de ésta en base a su criterio de riesgo, factibilidad técnica, económica y ambiental, entre otros factores.

Cabe indicar que la decisión final de los inversionistas, no necesariamente coincidirá con los resultados de las corridas de los programas tradicionales que determinan la expansión de generación eléctrica de mínimo costo que se utilizaba en empresas verticalmente integradas y de planificación centralizada. Además, la realización del proyecto SIEPAC cuya entrada en servicio está proyectada para el año 2009, introduce la oportunidad de un mercado regional de más de 5,000 Megavatios, por lo que los criterios de inversión en generación no se circunscribirán exclusivamente al mercado nacional. Además, la posible integración energética entre Panamá y Colombia abre las posibilidades para la instalación de plantas de mayor capacidad con miras a la exportación hacia el mercado centroamericano.

Por ende, se hace necesario analizar diversos escenarios donde se tomen en cuenta las últimas tecnologías y los precios de generación del mercado local y regional y las fechas de expiración de los contratos de compraventa de energía

vigentes, entre otros, para abarcar una gama razonable de alternativas de expansión del parque de generación que sean cónsonas con la realidad del sector a nivel local y regional.

Por otro lado, también habría que tomar en cuenta la Ley 45 de 4 de agosto de 2004, “Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y dicta otras disposiciones.”, y los incentivos contemplados en ésta, que coadyuvan al desarrollo de proyectos de energías renovables. También deben considerarse las resoluciones de la COPE 04001 y COPE 04002 que establecen lineamientos de política energética para la promoción de la generación eólica e hidroeléctrica, respectivamente.

### **C. Criterios de Seguridad y Confiabilidad**

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

#### **Generación:**

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

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

Potencia: El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima de 100 MW de potencia firme.

#### **Transmisión:**

**Criterio de Seguridad:** Se utilizará como criterio de confiabilidad el esquema N-1, no obstante, se deberán evaluar los aspectos probabilísticos y económicos para decidir el nivel de su aplicación, tomando en cuenta el comportamiento dinámico del Sistema Interconectado Nacional, como lo señala el Reglamento de Transmisión, “el Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de tal forma de soportar cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir que nunca el sistema puede entrar en colapso o desmembramiento incontrolado ante una falla simple. Para ese logro podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a

través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión”.

**Criterio de Confiabilidad:** Citamos el Art. 94 del Reglamento de Transmisión que señala: “Para el diseño de la red de transmisión en el Plan de Expansión, así como en cualquier estudio para la expansión del sistema de transmisión por medio de una conexión que lo justifique se deberá calcular la adecuación del sistema a través de índices de Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) a nivel de barra y a nivel del Sistema Interconectado Nacional, considerando la influencia tanto del sistema de generación como del Sistema Principal de Transmisión en los mismos”. Con respecto al EENS el Art. 96 del mencionado reglamento establece que “El valor del Costo de la Energía No Servida (CENS) a los efectos de la determinación del costo del valor esperado de la energía no servida será de  $CENS = 592 \text{ B/.MWh}$ ”.

#### **D. Costo de Racionamiento de Energía**

Se establece para esta revisión del Plan de Expansión 350 \$/MWh para racionamientos iguales o inferiores al 2% de la demanda y 800 \$/MWh para racionamientos por encima del 2% de la demanda.

#### **E. Otros Lineamientos**

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.
2. Diversificar las fuentes de suministro de energía contemplando en los análisis la turba, la eólica, el gas natural y el carbón, utilizando la última tecnología de mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes.
3. Pronóstico de Precios de los Combustibles
  - a. Como pronóstico de precios de los combustibles para generación térmica, debe utilizarse como punto de partida para la Demanda Moderada del Plan de Expansión de 2007 el promedio de los precios de paridad publicados por el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI) para el período que va de enero a diciembre de 2006. Se utilizarán las proyecciones del Caso Referencia (“Referente Case”) del “Annual Energy Outlook – 2007” de la EIA/DOE para proyectar las variaciones de precio a partir del promedio arriba indicado.

- b. El plan “no debe considerar” la posibilidad de generar con Gas Natural Líquido (GNL), debido a que su precio sigue la tendencia del “Henry Hub” a nivel internacional, siendo más oneroso al compararlo con las dos alternativas de proveer GNC por barcazas ó a través de gasoducto.
- c. La alternativa de suministro de Gas Natural Comprimido (GNC) desde la República de Colombia puede ser con barcazas ó a través de gasoducto desde Cartagena, Colombia, a Colón, Panamá. Cuando culminen los estudios binacionales de integración gasífera se tendrán nuevos elementos de juicio que podrán variar la prospectiva de precios utilizados. Los precios del gas natural por gasoducto serán proporcionales al costo del ducto, el volumen contratado, entre otros factores. Los precios a utilizar deben seguir los siguientes escenarios:

**Escenario 1. Barcazas - Moderado:**

El precio a utilizar está en el orden de \$4.37 por millón de BTU comenzando en el año 2009 para el suministro de GNC a través de barcazas, incluyendo el costo de transporte a Panamá. En el Anexo se incluye la variación del precio hasta el año 2020. Las proyecciones después del año 2020 tendrían que observar los índices de escalamiento de la EIA/DOE para Gas Natural.

**Escenario 2. Gasoducto - Moderado:**

El precio a utilizar está en el orden de \$5.15 por millón de BTU comenzando en el año 2012 para el suministro de GNC a través de gasoducto, incluyendo el costo de transporte a Panamá. En el Anexo se incluye la variación del precio hasta el año 2020. Las proyecciones después del año 2020 tendrían que observar los índices de escalamiento de la EIA/DOE para Gas Natural.

- d. El plan debe evaluar la posibilidad de generación a base de carbón. El precio a utilizar para el carbón para el escenario de Demanda Moderada corresponde al Caso Medio que comienza en \$69.57/Ton en el año 2007 e incluye \$6.50/Ton de transporte a Panamá, desde la mina más cercana, La Guajira (Cerrajón), Colombia. En el Anexo se incluye la variación del precio hasta el año 2026. Este precio de referencia considera las variaciones publicadas por la “Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)” de Colombia y los costos de transporte sugeridos en el “Estudio de Suministro Futuro de Electricidad de la República de Panamá” efectuado por la firma SNC-Lavalin.
- e. Es importante reiterar las siguientes observaciones hechas por la propia Agencia Internacional de la Energía (EIA) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), con respecto a sus proyecciones:

*“Prices*

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

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

4. Los precios a utilizar como punto de partida de los combustibles convencionales para Precio Alto serán del 10% sobre los indicados más arriba.

## **F. Planes de Desarrollo Energético**

### **1. Sistema de Generación Futuro:**

- Se mantienen como proyectos candidatos los 3 Proyectos de Changuinola (Changuinola 75 (223 MW) para mediados de 2010, Changuinola 140 (132 MW) y Changuinola 220 (126 MW) los cuales son los más viables, según el Estudio de Reevaluación del Potencial Hidroeléctrico de la cuenca de los ríos Teribe y Changuinola efectuado por “SWECO (Suecia) – CAI (Panamá), y el estudio de Suministro Futuro de Electricidad de SNC-Lavalin. Se cuenta además con un “Análisis de la Viabilidad Económica del Proyecto Changuinola I” efectuado por Synex Ingenieros de Chile.
- Los proyectos Gualaca, Paso Ancho y Bajo de Mina, tienen contratos de suministro de energía y potencia con la Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A., deben entrar en operación comercial en el cuarto trimestre de 2009. El proyecto Los Algarrobos de 10 MW será desarrollado por Unión Fenosa como autogeneración para entrar en operación comercial en el año 2009. El proyecto hidroeléctrico Concepción de 10 MW está programado para entrar en operación comercial en el año 2007. Los datos de los proyectos están disponibles en las resoluciones de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. El proyecto Bonyic de 30 MW también está programado para entrar en operación comercial a finales del año 2010.
- Contemplar en el Plan de Expansión del Sistema de Generación las Hidroeléctricas Baitún, Burica, El Alto, y otras, donde ETESA tiene los estudios correspondientes y/o información pertinente.



## 2. Escenarios a Analizar:

- a) Un escenario hidro-térmico considerando los proyectos hidroeléctricos dados en concesión o con concesión en trámite y plantas térmicas con combustibles convencionales (bunker, diesel).
- b) Un escenario hidro-térmico igual al (a) pero incluyendo carbón. Para el año 2010 deberá considerarse la transformación del parque de vapor de Bahía Las Minas a carbón.
- c) Un escenario hidro-térmico igual al (a) pero incluyendo carbón y considerando además Gas Natural Comprimido (GNC) incluyendo la facilidad de importación a partir del año 2009 vía Barcazas y en el año 2012 vía gasoducto, utilizando los precios señalados en el acápite E.3.c. Para el año 2010 deberá considerarse la adición de una planta en el área de Colón (ciclo combinado que utilice gas natural y diesel como combustible sustituto, o una planta de combustión interna con tecnología para utilizar gas natural y Bunker como combustible sustituto). Hay que considerar la reconversión a gas natural del ciclo combinado de 160 MW y de las plantas de vapor de 120 MW en Bahía Las Minas a carbón.
- d) Un escenario deberá contemplar la utilización de la turba (cuyos yacimientos se encuentran en la Provincia de Bocas del Toro), la eólica, el gas natural y el carbón como complemento, sustituto o alternativa al escenario hidro-térmico (a) considerando.

## OBSERVACIONES:

- i. Las alternativas de suministro de Gas Natural Comprimido (GNC) por gasoducto y/o Barcazas (vía marítima) de Colombia para su utilización en plantas de generación eléctrica en Panamá se están evaluando. A la fecha se han evaluado los escenarios de demanda de gas natural en Panamá. Para completar el estudio de factibilidad se requiere definir el costo de la inversión, los precios del GNC y cualesquiera otras variables que incidirán en la determinación del precio puesto en planta, por lo que deberán considerarse los escenarios moderado y alto señalados anteriormente como prospectivas. Los precios al final lo definirán los contratos de suministro entre los proveedores del gas natural, el segmento transporte (gasoducto y/o barcaza) y los generadores eléctricos.
- ii. Se deberá efectuar un estudio de sensibilidad al plan recomendado atrasando la fecha de entrada de los proyectos más impactantes dentro de los cinco primeros años.

### **3. Sistema de Transmisión Futuro:**

Debe revisarse la última actualización del Plan de Expansión de Transmisión aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos en base a los lineamientos y criterios expresados por la COPE. A continuación presentamos los lineamientos y criterios de la COPE con respecto al Plan de Expansión de Transmisión:

#### **Proyecto de Línea de Transmisión L/T Fortuna – Guabito 230 kV (Anillo Internacional de la Amistad):**

Se reafirma lo establecido en los lineamientos de los Planes de Expansión de Transmisión de 2002, 2003 y 2004, que parten del hecho de la construcción de la línea L/T Guasquitas – Fortuna 230 kV, que hizo inminente revisar el proyecto original de L/T Caldera – Chiriquí Grande – Changuinola 115 kV, confirmando la viabilidad de reemplazarlo por el proyecto conocido como el Anillo Internacional de la Amistad a 230 kV, Fortuna – Guabito.

#### **Interconexión de proyectos hidroeléctricos en la cuenca del río Chiriquí Viejo:**

Considerando que existen una cantidad importante de proyectos hidroeléctricos a desarrollarse en la cuenca del río Chiriquí Viejo, tales como: Bajo Mina, Baitún, El Alto, entre otros, deberá contemplarse la forma de conectar estos proyectos al Sistema Interconectado Nacional bajo criterios de eficiencia económica, calidad y confiabilidad, para el desarrollo coherente de la cuenca en mención. El proyecto Bajo Mina de 54 MW tiene contrato para puesta en operación en el año 2009 y los proyectos Baitún de 70 MW y El Alto de 60 MW, son candidatos para los años 2011 y 2012 respectivamente. Tan pronto se instale el segundo proyecto hidroeléctrico la línea de conexión inicial al SIN se convertirá en parte del SIN de acuerdo a la regulación vigente.

### **4. Integración Energética Panamá – Colombia:**

El 13 de marzo de 2005 se firmó la declaración conjunta de los señores Presidentes de la República de Colombia y de la República de Panamá que contempla los estudios de factibilidad para la integración energética regional. Se prevé como la alternativa más próxima, el suministro de gas natural comprimido GNC vía barcazas para suplir generación térmica existente, incluyendo la conversión del ciclo combinado de 160 MW ubicado en Bahía Las Minas, de BLM, Corp. lo cual permitirá ir creando un mercado para el gas natural, que podrá ampliarse paulatinamente, aumentando la capacidad de suministro en proporción al crecimiento del mercado. Lo anterior es cónsono con la política nacional de hidrocarburos y energías alternativas. Durante el año 2006 se continuó con los estudios de factibilidad correspondientes, los cuales muestran que la construcción de un circuito en corriente directa con capacidad para transportar 300 MW y

posibilidad de expandirse a 600 MW es la alternativa que más probabilidades tiene de desarrollarse.

## **5. Proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central (SIEPAC):**

Mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, cuyo protocolo fuera suscrito en la Asamblea Legislativa el 11 de julio de 1997 se crea la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) con sede Guatemala, el Ente Operador Regional (EOR), con sede El Salvador, además de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), conformada actualmente por los seis países de América Central, ENDESA España, e ISA Colombia. El proyecto SIEPAC consiste en la construcción de 1830 kilómetros de línea de transmisión de 230 kV desde Panamá hasta Guatemala con una capacidad de intercambio de 300 MW y está programada para entrar en operación comercial en el año 2009. La oportunidad de intercambios de energía a nivel regional aumentará a partir del año 2009 y dependerá de la estructura del parque de generación a nivel regional y su competitividad relativa.

## **G. Observaciones Finales**

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

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

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

Es necesario incluir con el Plan de Expansión la debida sustentación técnica y económica de los proyectos.

## **REFERENCIAS**

- Ley 6 de 3 de febrero de 1997.
- Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998 y 24 de 29 de marzo de 2006.
- Ley 45 de 4 de agosto de 2004.
- Resoluciones de la COPE 04-001, 04-002 y 06-002.
- Resolución de Gabinete 76 de 19 de octubre de 2005 y 23 de 29 de marzo de 2006.
- Reglamento de Operación.
- Reglamento de Transmisión.
- Reglas del Mercado Mayorista.
- Última actualización del Plan de Expansión (aprobado por la ASEP).
- Estudio de Reevaluación del Potencial Hidroeléctrico de la cuenca de los ríos Teribe y Changuinola; SWECO (Suecia) – CAI (Panamá).
- Compendio Estadístico Energético 1970 – 2005 COPE.
- Información de Agentes del Mercado.
- IEA (International Energy Agency) – Energy Outlook.
- Estudio de Suministro Futuro de Electricidad SNC Lavalin (Canadá).
- Acuerdos de la XV Reunión del Grupo Director del Proyecto SIEPAC GD-15
- Memorando de Entendimiento para los Estudios de Factibilidad de la Integración Energética entre la República de Panamá y la República de Colombia, abril de 2003.
- Memorando de Entendimiento para el Estudio de Factibilidad de la Integración Gasífera entre la República de Colombia y la República de Panamá, 1 de noviembre de 2004.
- Informes de Reuniones del Grupo Técnico para la Interconexión Colombia - Panamá
- Boletín de Precios (Carbón), Unidad de Planeación Energética de Colombia.
- Listado de trámite de concesiones y licencias para generación eléctrica.
- Declaración conjunta de los señores Presidentes de la República de Colombia y de la República de Panamá de 13 de marzo de 2005.

## ANEXOS

### A. Referencias de Precios de Combustibles

#### 1. Diesel Liviano, Diesel Marino y Bunker C

Precios Promedio de Paridad Selectos - 2006						
Mes / Año	Diesel Liviano		Diesel Marino		Bunker C	
	Gal	BBL	Gal	BBL	Gal	BBL
<b>Ene-06</b>	1.8391	77.2406	1.7045	71.5887	1.1661	48.9755
<b>Feb-06</b>	1.8380	77.1969	1.7223	72.3381	1.2595	52.8972
<b>Mar-06</b>	1.8291	76.8234	1.7082	71.7451	1.2245	51.4271
<b>Abr-06</b>	1.9779	83.0698	1.8362	77.1212	1.2695	53.3210
<b>May-06</b>	2.1341	89.6331	1.9742	82.9176	1.3348	56.0631
<b>Jun-06</b>	2.0607	86.5497	1.9025	79.9033	1.2694	53.3128
<b>Jul-06</b>	2.0519	86.1787	1.8896	79.3613	1.2403	52.0941
<b>Ago-06</b>	2.1300	89.4582	1.9704	82.7552	1.3319	55.9413
<b>Sep-06</b>	2.0145	84.6101	1.8586	78.0592	1.2346	51.8512
<b>Oct-06</b>	1.7830	74.8865	1.6394	68.8567	1.0651	44.7360
<b>Nov-06</b>	1.7572	73.8018	1.6201	68.0442	1.0719	45.0198
<b>Dic-06</b>	1.7942	75.3564	1.6458	69.1233	1.0522	44.1938
<b>Promedio</b>	1.9347	81.2585	1.7897	75.1674	1.2096	50.8017

## 2. Gas Natural Licuado (GNL)

Las cifras en negro son los promedios mensuales del Gas Natural “Henry-Hub NYMEX” publicados por “Natural Gas Weekly” a través del “Energy Information Administration - DEA”. Las cifras en color azul reflejan las tendencias esperadas publicadas por “INO.com, Inc.” a través del “Energy Information Administration - DEA”.

A los precios en \$ por MBTU publicados para el GNL habría que agregar el costo de licuefacción de \$0.75/MBTU, transporte de \$0.37/MBTU y la reconversión de líquido a gas y almacenamiento de \$0.30/MMBTU, para un total adicional de \$1.42/MBTU en promedio entregado en planta. Las proyecciones después del año 2011 tendrían que observar los índices de escalamiento de la EIA/DOE para el Henry Hub Gas Natural.

Precios Henry Hub del Gas Natural Licuado (GNL) USD/MBTU en Boca de Pozo						
Mes	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	8.68	8.10	9.29	8.93	8.53	8.12
Febrero	7.54	8.15	9.29	8.94	8.54	8.12
Marzo	6.89	8.05	9.08	8.71	8.31	7.90
Abril	7.16	7.77	7.84	7.47	7.09	6.70
Mayo	6.25	7.76	7.72	7.34	6.95	6.56
Junio	6.21	7.83	7.78	7.40	7.02	6.62
Julio	6.17	7.91	7.86	7.46	7.07	6.69
Agosto	7.14	7.98	7.91	7.51	7.12	6.73
Septiembre	4.90	8.03	7.96	7.56	7.17	6.78
Octubre	5.84	8.12	8.04	7.62	7.24	6.83
Noviembre	7.20	8.60	8.39	7.97	7.59	7.18
Diciembre		9.05	8.74	8.32	7.94	7.51
Promedio	6.73	8.11	8.32	7.93	7.55	7.15

<b>Costo de Transporte (USD/MBTU):</b>	1.42
--	------

Precios Henry Hub del Gas Natural Licuado (GNL) USD/MBTU puesto en Planta						
Promedio	8.14	9.53	9.74	9.35	8.96	8.56

### 3. Gas Natural Comprimido (GNC)

La prospectiva de precios a utilizar para la entrega de GNC en planta vía barcazas o a través de un gasoducto desde Colombia serán los que siguen a continuación. Las proyecciones después del año 2020 tendrían que observar los índices de escalamiento de la EIA/DOE para Gas Natural.

Los precios y tendencias han sido provistos por la “Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)” de Colombia, a través del Ministerio de Comercio e Industrias de Panamá.

A los precios en \$ por MBTU puesto en Cartagena, Colombia, para el GNC, se añade el costo del transporte de Cartagena a Panamá de \$1.55/MBTU por Barcazas ó de \$2.51/MBTU por gasoducto.

Precios del Gas Natural Comprimido (GNC) desde Cartagena							
Año	Exportación			CIF - Panamá por Barcazas		CIF - Panamá por Gasoducto	
	Sem 1 \$/MBTU	Sem 2 \$/MBTU	Prom. \$/MBTU	Transp. USD	Precio \$/MBTU	Transp. USD	Precio \$/MBTU
2007	3.12	2.97	3.04	1.55	4.59	2.51	5.55
2008	2.93	2.90	2.92	1.55	4.47	2.51	5.43
2009	2.85	2.79	2.82	1.55	4.37	2.51	5.33
2010	2.73	2.61	2.67	1.55	4.22	2.51	5.18
2011	2.60	2.66	2.63	1.55	4.18	2.51	5.14
2012	2.63	2.66	2.64	1.55	4.19	2.51	5.15
2013	2.62	2.60	2.61	1.55	4.16	2.51	5.12
2014	2.58	2.64	2.61	1.55	4.16	2.51	5.12
2015	2.61	2.62	2.61	1.55	4.16	2.51	5.12
2016	2.60	2.64	2.62	1.55	4.17	2.51	5.13
2017	2.62	2.65	2.63	1.55	4.18	2.51	5.14
2018	2.62	2.66	2.64	1.55	4.19	2.51	5.15
2019	2.63	2.67	2.65	1.55	4.20	2.51	5.16
2020	2.65	2.74	2.70	1.55	4.25	2.51	5.21

#### 4. Carbón

Referencia: Unidad de Planeamiento Minero Energético,  
Ministerio de Minas y Energía, Colombia

Los precios y tendencias han sido provistos por la “Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)” de Colombia, a través del Ministerio de Comercio e Industrias de Panamá.

Precios del Carbón de Colombia - 11600 BTU/6450 cal /kgr USD / Ton							
Año	Exportación			Transp.	CIF - Panamá		
	Alto	Medio	Bajo		Alto	Medio	Bajo
2007	63.29	63.07	62.90	6.50	69.79	69.57	69.40
2008	64.14	63.94	63.66	6.50	70.64	70.44	70.16
2009	65.37	65.09	64.76	6.50	71.87	71.59	71.26
2010	64.39	63.93	63.60	6.50	70.89	70.43	70.10
2011	62.36	61.98	61.62	6.50	68.86	68.48	68.12
2012	60.61	60.17	59.56	6.50	67.11	66.67	66.06
2013	59.23	58.35	57.98	6.50	65.73	64.85	64.48
2014	57.36	56.54	56.30	6.50	63.86	63.04	62.80
2015	55.56	54.81	54.12	6.50	62.06	61.31	60.62
2016	54.72	53.96	53.27	6.50	61.22	60.46	59.77
2017	54.79	54.06	53.40	6.50	61.29	60.56	59.90
2018	55.62	55.05	54.51	6.50	62.12	61.55	61.01
2019	56.12	55.60	54.95	6.50	62.62	62.10	61.45
2020	56.66	56.19	55.46	6.50	63.16	62.69	61.96
2021	57.12	56.68	55.73	6.50	63.62	63.18	62.23
2022	57.31	57.02	56.17	6.50	63.81	63.52	62.67
2023	57.39	57.02	56.39	6.50	63.89	63.52	62.89
2024	57.32	57.24	56.59	6.50	63.82	63.74	63.09
2025	57.07	57.46	56.62	6.50	63.57	63.96	63.12
2026	56.53	57.23	56.26	6.50	63.03	63.73	62.76



## B. Referencias de Proyectos Hidroeléctricos

Resumen del Estatus de las Concesiones Hidroeléctricas Solicitadas al ERSP ó ASEP			
Cant.	MW	Concesiones Hidroeléctricas Solicitadas	
		Provincia	Total
Actual	Actual	Cant.	MW
5	13.330		
45	630.689		
7	118.120		
7	87.986		
11	481.012		
3	293.000		
13	723.510		
12	192.682		
24	606.689		

1. Obtención de Concesión Provisional		2. Obtención de Concesión Final		3. Concesión de Generación No Otorgada	
1.1 Solicitud de concesión hidroeléctrica	ANSP	2.1 Estudio de Impacto Ambiental (EIA) presentado	Promotor	3.1 Solicitud Cancelada ó Plazo Vencido	ANSP
1.2 Certificación de concurrencia de uso de agua	ANAM	2.2 Concesión de Uso de Aguas (CUA) aprobado	ANAM	3.2 CCG Denegado	ANSP
1.3 Concesión Provisional	ANSP	2.3 Estudio de Impacto Ambiental (EIA) aprobado	ANAM		
		2.4 CUA & EIA aprobados	ANAM		
		2.5 Contrato de Interconexión aprobado	Etesa ó Distrib.		
		2.6 Fianza de Cumplimiento presentada	Promotor		
		2.7 Contrato de Concesión de Generación (CCG)	ANSP		
		2.8 Refrendo del CCG - Contralor General de la República	CGR		
		2.9 CCG Definitivo	ANSP		

Concesiones Hidroeléctricas Solicitadas				
Provincia	Cant.	MW	Actual	
			Cant.	MW
Bocas del Toro	13	889.670	5	824.000
Coclé	6	17.844	5	13.930
Colón	4	13.821	3	11.821
Chiriquí	77	1.495.245	63	1.203.969
Darién				
Herrera				
Los Santos				
Panamá	4	167.100	3	165.600
Veraguas	19	216.918	11	82.607
Kuna Yala				
Gnóbe Buglé				
Multi Provincial	4	246.000	1	46.000
<b>Total Solicitado</b>	<b>127</b>	<b>3.046.598</b>	<b>91</b>	<b>2.347.827</b>

Datos de la ANSP y ANAM al: 31-Dic-06

**Proyectos Hidroeléctricos - Concesiones Tramitadas con Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) ó Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)**

Nota: Con exposición de la columna "Estatus de la Concesión", las celdas sombreadas en rosado están siendo decuradas con la ANSP y la ANAM.

Provincia	Proyecto	Rio(s)	Coordenadas UTM Sillo de Derivación (DE) Sillo de Presa (PR) Cámaras de Carga (CC) Casa de Máx. (CM) Restitución de Aguas (RA)	Promotor		Resolución(es) ERSP (JD) ANSP (AN)	Estatus de la Concesión	Capacidad Instalada MW	Sub Totales
				Empresa	Representante Legal (RL) Teléfono, Dirección, E-Mail				
Bocas del Toro	Año Culubre	Culubre	PR: 1 005 500 m N - 304 700 m E CC: 1 005 650 m N - 305 000 m E CM: 1 005 800 m N - 306 015 m E RA: 1 005 820 m N - 306 020 m E	Gr. Rubén H. Levy	Gr. Rubén H. Levy Calle Manuel María Icaza con 3ra Torre Cosmos, Ofic. 202 Tel: 269-2948 / 269-2985 tcosmos@cwpanama.net	AN 160-Elec de 25/jul/06	Denegada	21.000	889.670
	Boca Chiba	Changuinola	PR: 1 017 500 m N - 331 980 m E CC: 1 018 750 m N - 333 100 m E CM: 1 018 810 m N - 332 700 m E RA: 1 018 830 m N - 332 680 m E	Dr. Donald Pérez Robinson	Dr. Donald Pérez Robinson Avenida Domingo Díaz, Galería El Cristal Local 8 Tel: 217-3285	AN 172-Elec de 01/ago/06	Denegada	6.700	
	Bonyilo	Qda. Bonyic		Hydro Ecologica del Teribe, S.A.	RL: César Luis Romero Alvarado / Jorge Alberto García Londoño World Trade Center Panama, Piso 7, Ofic. 704 Tel: 758-8366 / 758-8291 / 254-2615 / 214-8525 Tel: 214-6366 Fax: 758-8068 / 254-2647 cromero@chiriqui.com ca@cw.net.pa hidroecologica.com	JD-1497 de 12/ago/99 JD-1590 de 01/oct/99 JD-3660 de 18/dic/02 JD-6169 de 30/mar/05	Otorgada En Construcción Plazo: 31/dic/08	30.000	
	Caño Clarito	En Nombre (Afluente del Caño Sucio)	PR: 592 004 m N - 356 446 m E CC: 597 156 m N - 356 189 m E RA: 597 227 m N - 356 128 m E	Bocas Generation Company, Inc.	RL: Sr. José Domingo Pitty Edificio Galerna Ofic. No. 1 Tel: 774-3116 / 775-5837 gtazar@hotmail.com	JD-4262 de 03/oct/03 JD-6730 de 16/dic/05 AN 454-Elec de 16/dic/06	Prórroga Denegada	7.500	
	Cauhero II (Chan-140)	Changuinola	PR: 1 011 800 m N - 334 700 m E CM: Al pie de la presa	Hydro Teribe, S.A.	RL: Sr. David Sundstrom	JD-3652 de 16/oct/02 JD-3953 de 21/may/03 JD-3987 de 05/jun/03 JD-4787 de 12/jul/04 JD-5302 de 25/may/05 AN 102-Elec de 27/jun/06 AN 387-Elec de 09/nov/06	En Trámite EIA aprobado CUA por aprobar Vence: 09/jun/06 Modificaciones en Trámite	132.000	
	Chan-220	Changuinola	PR: 1 002 000 m N - 338 900 m E CM: Al pie de la presa RA: 1 002 000 m N - 338 900 m E	Hydro Teribe, S.A.	RL: Sr. David Sundstrom	JD-3688 de 14/ene/03 JD-4691 de 24/mar/04 JD-5152 de 03/mar/05 AN 131-Elec de 10/jul/06 AN 387-Elec de 09/nov/06	Otorgada; Fianza de Cumplimiento por consignar Vence: en 30 días Modificaciones en Trámite	126.000	
	Changuinola I	Afluente del Río Changuinola	PR: 586 500 m N - 330 280 m E CC: 587 620 m N - 330 450 m E CM: 587 450 m N - 330 850 m E RA: 587 450 m N - 331 000 m E	Josué Levy Levy	Gr. Josué Levy Levy Calle Ma. Icaza con 3ra Sur Torre Cosmos Ofic. 202 Tel: 269-2948 / 269-2985 / 263-4707 Fax: 264-4526 tcosmos@cwpanama.net	AN 174-Elec de 01/ago/06	Denegada	3.750	
	Changuinola II	Changuinola	PR: 584 700 m N - 333 100 m E CC: 585 500 m N - 332 850 m E CM: 585 650 m N - 330 050 m E RA: 585 720 m N - 333 070 m E	Josué Levy Levy	Gr. Josué Levy Levy Calle Ma. Icaza con 3ra Sur Torre Cosmos Ofic. 202 Tel: 269-2948 / 269-2985 / 263-4707 Fax: 264-4526 tcosmos@cwpanama.net	AN 270-Elec de 04/sep/06	Denegada	1.820	
	Changuinola III	Afluente del Río Changuinola	PR: 586 650 m N - 338 850 m E CC: 589 050 m N - 339 100 m E CM: 588 260 m N - 338 830 m E RA: 589 280 m N - 338 850 m E	Josué Levy Levy	Gr. Josué Levy Levy Calle Ma. Icaza con 3ra Sur Torre Cosmos Ofic. 202 Tel: 269-2948 / 269-2985 / 263-4707 Fax: 264-4526 tcosmos@cwpanama.net	AN 269-Elec de 04/sep/06	Denegada	5.100	
	Culubre II	Culubre	PR: 1 003 750 m N - 314 350 m E CC: 1 003 950 m N - 315 350 m E CM: 1 004 180 m N - 315 320 m E RA: 1 004 200 m N - 315 300 m E	Gr. Rubén H. Levy	Gr. Rubén H. Levy Calle Manuel María Icaza con 3ra Torre Cosmos, Ofic. 202 Tel: 269-2948 / 269-2985 tcosmos@cwpanama.net	AN 160-Elec de 01/ago/06	Denegada	7.800	

Proyectos Hidroeléctricos - Concesiones Tramitadas con Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) o Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)									
Nota: Con excepción de la columna "Estatus de la Concesión", las celdas sombreadas en rosado están siendo depuradas con la ANSP y la ANAM.									
Provincia	Proyecto	Río(s)	Coordenadas UTM Sillo de Derivación (DE) Sillo de Presa (PR) Cámara de Carga (CC) Casa de Máq. (CM) Reclamación de Aguas (RA)	Promotor		Resolución(es) ERSP (JD) ANSP (AN)	Estatus de la Concesión	Capacidad Instalada MW	Sub Total
				Empresa	Representante Legal (RL) Teléfono, Dirección, E-Mail				
Bocas del Toro	Culubre Medio	Culubre	PR: 1 010 400 m N - 313 500 m E CC: 1 010 800 m N - 314 100 m E CM: 1 010 940 m N - 314 050 m E RA: 1 010 970 m N - 314 000 m E	Sr. Rubén H. Levy	Sr. Rubén H. Levy Calle Manuel María Icaza con 3ra Torre Cosmos, Ofc. 302 Tel: 269-2965 / 269-2965 cosmos@copanama.net	AN 173-Elec de 01/ago/06	Denegada	12,000	889,670
	El Gavilán (Chan-75)	Changuinola	PR: 1 021 200 m N - 335 800 m E CM: 1 024 875 m N - 333 725 m E	Hydro Terbe, S.A.	RL: Sr. David Gundstrom	JD-3552 de 16/oct/02 JD-3954 de 21/may/03 JD-3986 de 09/jun/03 JD-4788 de 12/jul/04 JD-5301 de 25/may/05 JD-6035 de 24/abr/06 AN 121-Elec de 03/jul/05 AN 217-Elec de 09/ago/06 AN 339-Elec de 13/oct/06 AN 387-Elec de 09/nov/06 AN 494-Elec de 21/dic/06	Otorgada Fondente de Firma del COG Vence: 30 días Prórroga: 30 días + 10 días Modificaciones Otorgadas	223,000	
	Chan-60014	Changuinola y Culubre	PR: 996 800 m N - 331 350 m E PR: 994 800 m N - 345 500 m E PR: 992 300 m N - 335 800 m E PR: 1 008 400 m N - 319 900 m E CM: 997 137 m N - 331 816 m E RA: 1 001 796 m N - 338 635 m E	Science & Technology International Corp.	RL: Sr. Luis Alberto Bartley Bourne Vía Simón Bolívar, El Palca Edif. El Vigía, Apartamento No. 11, Betania Tel: 260-6338 Fax: 260-6132 technology@cabreonda.net	JD-5774 de 05/ene/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	313,000	
Coclé	Antón I	Antón y Gds. Potosí	PR: 944 750 m N - 593 600 m E PR: 943 330 m N - 599 150 m E CM: 943 000 m N - 588 100 m E	Hidro Panamá, S.A.	RL: Sr. Jesús Sáiz Sanguinet Apto. 7376, Panamá 5, Panamá. Tel: 269-2067 Fax: 264-8493 Cel: 6676-3237	Contrato Celebrado con el Antiguo IR-HE	Otorgada En Operación	1,400	17,844
	Antón II	Antón y Gds. Potosí	PR: 944 750 m N - 593 600 m E PR: 943 330 m N - 599 150 m E CM: 943 000 m N - 588 100 m E	Hidro Panamá, S.A.	RL: Sr. Jesús Sáiz Sanguinet Apto. 7376, Panamá 5, Panamá. Tel: 269-2067 Fax: 264-8493 Cel: 6676-3237	JD-3528 de 04/oct/02	Otorgada En Operación	1,400	
	Antón III	Aguas turbadas del RCh Antón II (Río Antón y Gds. Potosí)	PR: 944 750 m N - 593 600 m E PR: 943 330 m N - 599 150 m E CM: 943 000 m N - 588 100 m E	Hidro Panamá, S.A.	RL: Sr. Jesús Sáiz Sanguinet Apto. 7376, Panamá 5, Panamá. Tel: 269-2067 Fax: 264-8493 Cel: 6676-3237	JD-4011 de 23/jun/03 JD-4220 de 24/sep/03 JD-4500 de 09/feb/04 JD-5780 de 11/ene/05 JD-5607 de 17/mar/05	En Trámite Vence: en 12 meses	1,400	
	El Fraile	Grande	PR: 948 250 m N - 542 142 m E CC: 947 280 m N - 545 036 m E CM: 947 314 m N - 545 107 m E	Hidrobrérica, S.A.	RL: Sr. José María Trofíño Tel: 271-0380 / 271-0175 eyosa@pa.inter.net	JD-3706 de 17/ene/03 JD-5168 de 10/mar/05 AN 038-Elec de 02/jun/06	En Trámite EIA aprobado CUA por aprobar Vence: 20/jul/06	3,930	
	La Palma	Grande	PR: 948 250 m N - 542 142 m E CC: 947 280 m N - 545 036 m E CM: 947 314 m N - 545 107 m E	Hidrobrérica, S.A.	RL: Sr. José María Trofíño Tel: 271-0380 / 271-0175 eyosa@pa.inter.net	JD-4142 de 20/ago/03	Solicitud Cancelada	3,914	
	Ojo de Agua	Grande	PR: 949 500 m N - 537 200 m E PR: 949 450 m N - 540 730 m E CC: 949 375 m N - 541 125 m E CM: 949 395 m N - 541 125 m E	Estrella del Sur, S.A.	RL: Sr. Eduardo Real Tel: 264-2565 / 269-0944	JD-3558 de 24/oct/02 JD-4241 de 02/oct/03 JD-4846 de 05/ago/04 JD-5455 de 12/ago/05 AN 366-Elec de 25/oct/06	Otorgada, Fianza de Cumplimiento por consignar Vence: en 30 días	5,800	
Colón	Brazuelo	Brazuelo	PR: 1 046 350 m N - 644 660 m E PR: 1 045 890 m N - 643 925 m E CC: 1 045 820 m N - 643 100 m E CM: 1 045 230 m N - 642 480 m E	Hidrobrérica, S.A.	RL: Sr. José María Trofíño Tel: 271-0380 / 271-0175 eyosa@pa.inter.net	JD-4833 de 02/ago/04	En Trámite Vence: en 12 meses	0,821	13,821
	Río Cuango	Cuango	PR: 1 047 501 m N - 682 095 m E PR: 1 048 487 m N - 687 063 m E CC: 1 049 284 m N - 686 414 m E CM: 1 049 682 m N - 686 712 m E RA: 1 049 651 m N - 686 772 m E	Elektra Noreste, S.A.	RL: Sr. Javier Pariente Ave Cuba, Edif. Hallito Tel: 207-0021 jpariente@elektra.com.pa	AN 060-Elec de 06/jun/06	Denegada	2,000	
	Río Indio	Indio	PR: 1 010 450 m N - 588 367 m E CM: 1 010 491 m N - 588 394 m E RA: 1 010 530 m N - 588 385 m E	Elektra Noreste, S.A.	RL: Sr. Javier Pariente Ave Cuba, Edif. Hallito Tel: 207-0021 jpariente@elektra.com.pa	JD-6001 de 19/abr/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	2,000	
	Río Piedra	Piedra	PR: 1 043 140 m N - 646 110 m E CC: 1 045 080 m N - 644 000 m E CM: 1 045 400 m N - 643 480 m E RA: 1 045 600 m N - 643 400 m E	Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	RL: Sr. Elias Ertel Calle D. El Carrizojo # 25 Tel: 263-9134 Fax: 223-2225 Contacto: Ing. Bosco Diaz (Cel: 6578-1796)	JD-1388 de 07/jun/99 JD-2460 de 25/oct/00 JD-5668 de 24/nov/05 JD-5862 de 17/feb/06	Otorgada Plazo de 30 días para firmar COG	9,000	
Chiriquí	ACL A I	Agua Blanca y Oda Caña Blanca, El Bebedero	PR: 965 200 m N - 346 800 m E PR: 965 600 m N - 346 300 m E PR: 965 650 m N - 345 750 m E CC: 964 670 m N - 345 375 m E CM: 963 650 m N - 345 400 m E RA: 963 650 m N - 345 400 m E	Hydro Nacional, S.A.	RL: Juan Alberto Arias Calle 4ta. Parque Industrial Costa del Este Aparado: 0831-01752 Tel: 301-1683 jarias@shifo.net	AN 326-Elec de 09/oct/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	1,500	1,495,245
	ACL A II	Agua Blanca y Oda Caña Blanca, El Bebedero	PR: 965 200 m N - 346 800 m E PR: 965 600 m N - 346 300 m E PR: 965 650 m N - 345 750 m E CC: 964 670 m N - 345 375 m E CM: 963 650 m N - 345 400 m E RA: 963 650 m N - 345 400 m E	Hydro Nacional, S.A.	RL: Juan Alberto Arias Calle 4ta. Parque Industrial Costa del Este Aparado: 0831-01752 Tel: 301-1683 jarias@shifo.net	AN 327-Elec de 09/oct/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	6,000	
	Año Caldera	Caldera	PR: 978 462 m N - 336 605 m E CC: 975 995 m N - 338 500 m E CM: 975 515 m N - 338 035 m E RA: 975 500 m N - 338 000 m E	Josué Levy Levy	Sr. Josué Levy Levy Calle Ma. Icaza con 3ra Sur Torre Cosmos Ofc. 302 Tel: 269-2965 / 269-2965 / 263-4707 Fax: 264-4526 cosmos@copanama.net	JD-5811 de 23/ene/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	7,800	
	Año Lino	Caldera	PR: 972 050 m N 341 690 m E PR: 971 800 m N 342 750 m E CM: 971 550 m N 342 620 m E	Hidroeléctrica Año Lino, S.A.	RL: Sr. Juan Díasno - Tel: 214-4204 Tel: 720-1220 Cel: 6617-1283 Contactos: José Sánchez - Tel: 264-0753 Ing. Hernán Barsalio - Tel: 251-0100	JD-4852 de 16/ago/04 JD-5676 de 30/nov/05	Otorgada Plazo de 30 días para firmar COG	2,000	
	Algarrobos	Cañita de Piedra y Gds. Algarrobos	PR: 357 710 m E - 957 800 m N PR: 355 220 m E - 955 820 m N PR: 355 155 m E - 955 910 m N CC: 357 100 m E - 955 300 m N CM: 358 000 m E - 964 452 m N	Hidroeléctrica Chiriquí, S.A.	RL: Jaime Alberto Arias/ Cristina Lewis Tel: 303-3450 / 263-6533 Poder: Ramón Ricardo Arias Porras Apto. 2755, Balboa, Ancón Contactos: Ing. Guillermo Torres (Tel: 315-1100) Ing. Román (Tel: 315-7265 / 315-7777) hidroelctrica_chiriqui@hotmail.com	JD-2623 de 26/ene/01 JD-3402 de 09/jul/02 JD-3452 de 21/ago/02 JD-3514 de 21/abr/03 AN 442-Elec de 05/dic/06	Otorgada Solicitud de Prórroga Concedida Adenda Otorgada	11,200	
	Asturias	Piedra	PR: 951 235 m N - 325 895 m E CC: 951 005 m N - 325 742 m E CM: 950 880 m N - 325 672 m E RA: 950 643 m N - 325 703 m E	Manuel Jaramillo Castillo	Sr. Manuel Jaramillo Castillo El Valle de Cerro Viento Calle 52, Casa 2936 Tel: 239-8681 sprofrest@copanama.com	AN 088-Elec de 22/jun/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	3,000	

Proyectos Hidroeléctricos - Concesiones Tramitadas con Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) o Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ANSP)									
Nota: Con excepción de la columna "Estatus de la Concesión", las celdas sombreadas en rosado están siendo depuradas con la ANSP y la ANAM.									
Provincia	Proyecto	Río(s)	Coordenadas UTM Sitio de Derivación (DE) Sitio de Presa (PR) Cámara de Carga (CC) Casa de Mág. (CM) Rectificación de Aguas (RA)	Promotor		Resolución(es) ERSP (JD) ANSP (AN)	Estatus de la Concesión	Capacidad Instalada MW	Sub Tensión
				Empresa	Representante Legal (RL) Teléfono, Dirección, E-Mail				
Chiriquí	Bañón	Chiriquí Viejo	PR: 958 250 m N - 299 800 m E CC: 952 300 m N - 302 500 m E	Complejo Hidroeléctrico Progreso, S.A.	RL: Sr. Ramón A. Palacios T. Cel: 6613-3124 Fax: 236-0139 (César Lisac)	JD-3519 de 25/sep/02 JD-4323 de 31/oct/03 JD-4977 de 30/sep/04 JD-5500 de 31/ago/05 AN 367-Elec de 26/oct/06	Prórroga Denegada	70.000	14,95-245
	Bajo de Mina	Chiriquí Viejo	PR: 964 400 m N - 298 200 m E CC: 960 500 m N - 299 400 m E CM: 960 400 m N - 299 250 m E RA: 960 400 m N - 299 250 m E	La Mina Hydro-Power Corp.	RL: Sr. César Lisac (Intercarb, S.A.) Tel/Fax: 269-4030 / 269-4157 / 236-2179 Cel: 613-6324 / 615-6334 lintercarb@pananet.net Intercarb@pananet.net	JD-1368 de 22/feb/99 JD-2659 de 20/mar/01 JD-4324 de 07/nov/03 JD-4616 de 12/feb/04 JD-5153 de 03/mar/05	Otorgada Bolsa de Prórroga Concedida	54.000	
	Bajo Frio	Chiriquí Viejo	PR: 951 380 m N - 303 285 m E CC: 948 910 m N - 303 380 m E CM: 948 890 m N - 303 020 m E RA: 949 880 m N - 303 315 m E	Hidro Chiriquí Viejo, S.A.	RL: Sr. Teodoro Gamito Bernal Ave. Domingo Díaz, David, Chiriquí Tel: 775-1938 Fax: 775-1643 panamense@hotmail.com	JD-5215 de 13/abr/05 AN 289-Elec de 20/sep/06 AN 422-Elec de 23/nov/05	Prórroga Denegada	23.880	
	Bajos del Totuma	Colorado	PR: 979 325 m N 313 100 m E CM: 977 225 m N 311 775 m E	Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	RL: Sr. Claudio Lacayo Alvarez Tel: 269-5658 Fax: 263-3191 ylinter@sinfo.net	JD-3569 de 24/nov/02 JD-4336 de 14/nov/03 JD-5061 de 09/oct/04 JD-5744 de 27/oct/05 JD-5842 de 03/feb/06	Otorgada Plazo de 30 días para firmar Contrato de CUA	3.360	
	Barro Blanco	Tabasara	PR: 910 828 m N - 432 414 m E CC: 908 580 m N - 433 825 m E CM: 908 762 m N - 433 950 m E RA: 908 810 m N - 434 020 m E	Corporación de Energía del Istmo Ltd., S.A.	RL: Luis Alberto Cuevas Silva Ave. Circunvalación, Urb. Dos Mares Tel: 236-1910	AN 271-Elec de 04/sep/05 AN 390-Elec de 08/nov/05	Prórroga Denegada	19.860	
	Booatolón	Macho de Monte y Piedra	PR: 952 500 m N - 324 500 m E PR: 952 250 m N - 325 050 m E CM: 950 050 m N - 324 300 m E	Atlantic Generating Project, Inc.	RL: Sr. Alex Arroyo Edificio Aventura, El Dorado Tel: 279-1419 Cel: 6675-2939	JD-3461 de 21/ago/02 JD-3632 de 28/nov/02 JD-3921 de 02/may/03 JD-4647 de 28/abr/04 JD-5339 de 10/jun/05 AN 073-Elec de 15/jun/05 AN 236-Elec de 22/ago/06	Prórroga Denegada	12.000	
	Burica	Chiriquí Viejo	DE: 948 140 m N - 301 948 m E CM: 942 454 m N - 298 790 m E RA: 942 334 m N - 298 790 m E	Hidro Burica, S.A.	RL: Sr. Juan Rojas Madrigal Ave. Justo Arosemena, frente a la Casa del Médico Edificio Dólar (Grp) Tel: 227-5412 / 227-5413 Fax: 227-5414 vasv@owpanama.net (Vergara, Angulo y Asociados) Contacto: Sreivando Vergara / Edilberto Gonzalez	JD-1485 de 30/jul/99 JD-2309 de 22/ago/00 JD-4588 de 24/mar/04 JD-5555 de 21/sep/05 JD-5775 de 06/ene/06	Otorgada Prórroga de 10 días para Formalizar Contrato de CUA	50.000	
	Candela	Candela	PR: 991 682 m N - 305 200 m E CC: 991 663 m N - 305 187 m E CM: 990 635 m N - 304 474 m E	Compañía de Inversiones Agro-Técnicas, S.A. Café de Bieta, S.A.	RL: Sr. Fernando Bieta Tel: 227-0444 Tel/Fax: 227-0487 gm@ply.com Contacto: Ing. Bosco Díaz (Cel: 6678-1796)	JD-2368 de 13/sep/00 JD-2975 de 03/oct/01 JD-4947 de 29/sep/04	Plazo Vencido Otorgada Plazo de 30 días para firmar Contrato de CUA	1.200 0.550	
	Caldera	Caldera	RL: Juan Francisco Pandini Calle 50, Edificio Plaza 2000, Piso 10 Tel: 223-7222 Fax: 264-4730 panaeeo46@yahoo.com.ex	Caldera Power Inc.			Resolución en Trámite Conducencia de Uso de Agua en Trámite	6.109	
	Chiriquí (El Corro)	Esti, Chiriquí, Coches y Paopeya	PR: 933 450 m N - 353 450 m E RA: 928 800 m N - 349 900 m E	Generadora Eléctrica de Panamá, S.A.		JD-2495 de 29/nov/00 JD-2927 de 28/ago/01 JD-4259 de 03/oct/03	Plazo Vencido	56.000	
	Chiriquí	Chiriquí	PR: 964 000 m N - 358 200 m E CC: 961 150 m N - 357 500 m E CM: 960 700 m N - 357 050 m E	Hidro Soquerón, S.A.	RL: Sr. Alberto Dayan H.	JD-4962 de 29/sep/04 JD-5773 de 06/ene/06	En Trámite EIA en Evaluación Vence: 08/oct/06	7.320	
	Chorocha	Chorocha	PR: 943 950 m N - 373 650 m E CC: 942 450 m N - 373 600 m E CM: 942 360 m N - 373 480 m E RA: 942 340 m N - 373 460 m E	José Levy Levy	Sr. Josué Levy Levy Calle Ma. Icaza con 3ra Sur Torre Cosmos Ofc. 202 Tel: 269-2948 / 269-2985 / 263-4707 Fax: 264-4526 icosmos@owpanama.net	JD-5844 de 05/feb/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	3.300	
	Chuspa	Piedra, Chuspa y Qda Sin Nombre	PR: 959 025 m N - 327 125 m E PR: 959 500 m N - 325 600 m E PR: 958 950 m N - 327 125 m E CC: 957 357 m N - 325 350 m E CM: 955 250 m N - 326 200 m E	Hidro Soquerón, S.A. Productores Energéticos, S.A.	RL: Sr. Raimundo Casimiro López Arango	JD-4995 de 15/oct/04 JD-5986 de 18/abr/05	Plazo Vencido En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	6.657 6.600	
	Cooheha	Coches y Qda. El Zoco	PR: 953 600 m N - 341 750 m E PR: 953 100 m N - 342 450 m E CC: 952 150 m N - 342 800 m E CM: 951 900 m N - 342 800 m E	Hidromáquinas de Panamá, S.A.	RL: Sr. Juan Francisco Pandini Boyd Tel: 263-4400 Fax: 269-9458	JD-3569 de 24/nov/02 JD-4644 de 23/abr/04 JD-5127 de 24/ene/06 JD-5821 de 23/ene/06	En Trámite EIA en Evaluación Vence: 25/nov/06	6.000	
	Cooheha 2	Cooheha	PR: 956 025 m N - 340 575 m E CC: 953 939 m N - 341 400 m E CM: 953 732 m N - 341 700 m E RA: 953 700 m N - 341 700 m E	Generadora Alto Valle, S.A.	RL: Sr. Juan Francisco Pandini Edificio Plaza 2000, Calle 50, Piso 10 Ciudad de Panamá Tel: 223-7222 Fax: 264-4730 panaeeo46@yahoo.com.ex	AN 379-Elec de 02/nov/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 12/sep/07	8.260	
	Concepción	Piedra	PR: 948 900 m N - 325 400 m E CC: 947 700 m N - 324 200 m E CM: 947 100 m N - 323 750 m E	Istmus Hydro Power, Corp.	RL: Orlando Enrique De Vicente C Juan Díaz, Urbanización Jardín Olímpico Tel: 217-2237 RL: Alejandro Hanono Edif. Torre Banco Aliado, Pto. 15, Ofc. C-0 Tel: 263-4400 Fax: 269-9458 panaeeo@owpanama.net info@vicoms.com	JD-3595 de 07/nov/02 JD-4445 de 23/oct/03 JD-5045 de 01/oct/04 JD-5219 de 15/abr/05 JD-5666 de 29/sep/05	Otorgada	9.700	
	Cuehillia	Macho de Monte	PR: 954 800 m N - 324 300 m E CM: 952 600 m N - 324 500 m E RA: 952 600 m N - 324 500 m E	Atlantic Generating Project, Inc.	RL: Sr. Alex Arroyo Edificio Aventura, El Dorado Tel: 229-2756 / 279-1419 Cel: 6675-2939 Consulta: Lic. Leonmar Alberto Tristan	JD-3632 de 28/nov/02 JD-4447 de 23/oct/03 JD-4968 de 29/sep/04 JD-5841 de 03/feb/06	En Trámite ANAM solicita Información complementaria Vence: 19/oct/06	9.650	
	Cuesta de Piedra	Macho de Monte	PR: 957 950 m N - 323 450 m E CC: 955 700 m N - 324 100 m E CM: 954 750 m N - 324 200 m E RA: 954 720 m N - 324 200 m E	Hidro-Agua de Luna, S.A.	RL: Fidia Marellis Arauz Calle 41, Belis Vista Edificio Tauro, P. Baja, Ofc. 101 Tel: 227-1054 Fax: 227-1054 hidropower@gmail.com	AN 029-Elec de 31/may/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	6.778	
Dolega	Dolega		Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	EDECHI (Unión Fenosa)	JD-1040 de 18/sep/98	Otorgada En Operación	3.040		

Proyectos Hidroeléctricos - Concesiones Tramitadas con Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) o Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)									
Nota: Con excepción de la columna "Estatus de la Concesión", las celdas sombreadas en rosado están siendo depuradas con la ANSP y la ANAM.									
Provincia	Proyecto	Rio(s)	Coordenadas UTM Sitio de Derivación (DE) Sitio de Fresa (PR) Cámara de Carga (CC) Casa de Máq. (CM) Restitución de Aguas (RA)	Promotor		Resolución(es) ERSP (JD) ANSP (AN)	Estatus de la Concesión	Capacidad Instalada MW	Sub Totales
				Empresa	Representante Legal (RL) Teléfono, Dirección, E-Mail				
Chiriquí	El Añío	Chiriquí Viejo	PR: 958 900 m N - 298 400 m E CM: 955 300 m N - 298 000 m E RA: 955 300 m N - 298 000 m E	Hidro Calsán, S.A.	RL: Sr. Arturo Ramirez Edif. Banco de Boston 302 Tel: 264-2619 / 223-3023 Tel/Fax: 265-2721 aramirez@col.cwpanama.net	JD-3594 de 07/nov/02 JD-4334 de 14/nov/03 JD-5050 de 09/dic/04 JD-5917 de 23/ene/06	Aprobado Pendiente de Firma del COG Vence: 30/nov/06	60.000	1,495,245
	El Breque	Breque y Macho de Monte	PR: 957 850 m N - 324 500 m E CC: 956 500 m N - 324 475 m E CM: 954 950 m N - 324 800 m E RA: 954 950 m N - 324 800 m E	Productores Energéticos, S.A.	RL: Sr. Raimundo Castro López Arango Parque Industrial Costa del Este, Calle Ira, Ofic. 121 Tel: 271-0137 / 271-0138 dprosa@cableonda.net	AN 319-Elec de 29/sep/06 JD-4955 de 29/sep/04 JD-5540 de 09/nov/05 JD-5890 de 09/mar/06 AN 319-Elec de 05/oct/05	Solicitud Cancelada	2,598	
	El Porvenir Norte	Piedra	DE: 943 702 m N - 322 879.50 m E CC: 942 325 m N - 323 725 m E CM: 941 550 m N - 323 725 m E	El Porvenir Norte, S.A.	RL: Sra. Indira de Vásquez Tel: 263 4400 Fax: 269-9458 (Alejandro Hanono) Torre HSBC Piso 20 Ave. Samuel Lewis Info@vicons.com	JD-4917 de 21/sep/04 JD-5631 de 31/oct/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 24/sep/06	6,320	
	El Porvenir Sur	Piedra	DE: 941 541 m N - 323 729.5 m E CC: 941 175 m N - 324 200 m E CM: 940 125 m N - 324 000 m E	El Porvenir Sur, S.A.	RL: Sra. Yessenia Eucaris Batista C. Tel: 263 4400 Fax: 269-9458 (Alejandro Hanono) Torre HSBC Piso 20 Ave. Samuel Lewis Info@vicons.com	JD-4920 de 21/sep/04 JD-5654 de 24/nov/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 21/sep/06	6,340	
	El Sindigo	Los Valles	PR: 956 513 m N - 350 227 m E CM: 953 850 m N - 350 050 m E	Los Naranjos Overseas, S.A.	RL: Sr. Teodoro Garrido Tel: 775-0032 / 775-1938 Fax: 775-1643 Contacto: Ing. Rolando A. Cuevas (Cel: 6677-3905)	JD-2823 de 19/jun/01 JD-3381 de 27/jun/02 JD-3972 de 22/may/03 JD-4327 de 11/nov/03 JD-4654 de 30/abr/04 JD-5222 de 15/abr/05	Aprobado Pendiente de Firma del COG Vence: 15/may/06	10,000	
	Esti (Guasacaitas - Canjiones)	Río Chiriquí y Oda Barrigón		ABS Panamá, S.A.		JD-1094 de 10/nov/98 JD-3093 de 11/dic/01	Otorgada En Operación	120,000	
	Estrella	Caldera		Empresa de Generación Eléctrica Chiriquí, S. A.		JD-1035 de 18/sep/98	Otorgada En Operación	42,000	
	Fortuna	Chiriquí		Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S. A.		JD-1036 de 18/sep/98	Otorgada En Operación	300,000	
	Gariché	Gariché	PR: 952 470 m N - 314 120 m E CC: 959 560 m N - 314 680 m E CM: 958 500 m N - 314 150 m E RA: 958 530 m N - 314 150 m E	Hidro Gariché, S.A.	RL: Sr. Fida Marells Arauz Calle 41, Stella Vista Edificio Tauro, Planta B, Ofic. 101 Tel: 227-1054 Fax: 227-1054 hidropower@gmail.com	AN 179-Elec de 01/ago/06 AN 389-Elec de 02/nov/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	6,471	
	Guasaca	Central Canjiones (Esti)		Bontex, S.A.	RL: Sra. Vieika de Saraza Tel: 223-0083 Cel: 6622-7581	JD-2938 de 06/sep/01 JD-3361 de 06/jun/02 JD-3947 de 19/may/03 JD-4547 de 05/mar/04 JD-5175 de 06/abr/05 JD-5778 de 10/ene/06 JD-6013 de 20/abr/06 AN 126-Elec de 07/jul/06	En Trámite EIA aprobado CUA por aprobar Vence: 15/jun/06 Prorroga: 15/jun/06	20,000	
	Guasacañita	Guasaca	CC: 947 420 m N - 365 800 m E CM: 947 250 m N - 367 730 m E RA: 947 230 m N - 367 710 m E	Josué Levy Levy	Sr. Josué Levy Levy Calle Ma. Icaza con 3ra Sur Torre Cosmos Ofic. 202 Tel: 269-2949 / 269-2985 / 263-4707 Fax: 264-4526 tocosmos@cwpanama.net	JD-5881 de 23/feb/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	2,340	
	La Fé	Calsán	PR: 951 359 m N - 300 830 m E CC: 950 552 m N - 299 681 m E CM: 950 440 m N - 299 765 m E RA: 950 391 m N - 299 732 m E	Ing. Heriberto Cely Ruiz	Sr. Juan Alberto Alvarez M. Sun Tower Mall, Ofic. 55, Ave. Ricardo J. Altamir Tel: 236-0286 / 236-0287 / 613-4259 financiar1@cwpanama.net	JD-5328 de 06/jun/05 AN 189-Elec de 02/ago/06	En Trámite Desarrollo de EIA Prorroga: 12 meses Vence: 01/jul/07	3,400	
	Las Perlas Norte	Piedra	DE: 947 091 m N - 323 754.5 m E CC: 946 150 m N - 323 850 m E CM: 945 450 m N - 323 200 m E	Las Perlas Norte, S.A.	RL: Sr. Domingo A. Brown Tel: 263-4400 Fax: 269-9458 (Alejandro Hanono) Torre HSBC, Piso 20, Ave. Samuel Lewis Info@vicons.com	JD-4915 de 21/sep/04 JD-5630 de 31/oct/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 24/sep/06	6,430	
	Las Perlas Sur	Piedra	DE: 945 441 m N - 323 204.5 m E CC: 944 475 m N - 323 200 m E CM: 943 711 m N - 322 875 m E	Las Perlas Sur, S.A.	RL: Sra. María Angélica Díaz de Warner Tel: 263-4400 Fax: 269-9458 (Alejandro Hanono) Torre HSBC, Piso 20, Ave. Samuel Lewis Info@vicons.com	JD-4918 de 21/sep/04 JD-5629 de 31/oct/05 AN 392-Elec de 09/nov/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 24/sep/07	6,430	
	Las Vueltas	Oda, Las Vueltas y Chiriquí Viejo	PR: 958 241 m N - 298 046 m E CC: 957 179 m N - 299 507 m E CM: 957 042 m N - 300 016 m E RA: 953 948 m N - 300 091 m E	P.C.H. Las Vueltas, Corp.	RL: Sr. Heriberto G. Cely R. San Mateo - Altos Los Lagos, # 35 David, Chiriquí Tel: 774-5969 / 674-0240 hgcey@cable.net.co	JD-4364 de 16/jun/05 AN 061-Elec de 7/jun/06	En Trámite EIA en Evaluación Vence: 24/mar/07	4,150	
	Lorena (Los Añiles)	Chiriquí y Afluentes	PR: 939 932 m N - 356 686 m E CC: 934 966 m N - 353 216 m E CM: 934 650 m N - 353 210 m E RA: 934 066 m N - 353 3046 m E	Altemeg, S.A.	RL: Sr. Arturo R. Algodona G. Tel: 251-3552, 572-1373 y 601-7581 Fax: 229-6352	JD-5214 de 13/abr/05 AN 007-Elec de 09/may/06	En Trámite EIA en Evaluación Vence: 25/ene/07	35,000	
	Los Añiles	Esti y Chiriquí	DA: 939 850 m N - 356 450 m E RA: 934 000 m N - 353 150 m E	Generadora Eléctrica de Panamá, S.A.		JD-2494 de 25/nov/00 JD-2928 de 29/ago/01 JD-4288 de 03/oct/03	Pago Vencido	35,000	
	Los Ladrillos	Guasaca	PR: 946 175 m N - 364 525 m E CC: 942 125 m N - 363 900 m E CM: 941 465 m N - 363 950 m E RA: 941 465 m N - 363 950 m E	Generadora El Ladrillo, S.A.	RL: Sr. Leonidas Manuel Rodríguez Tel: 266-1869 y 691-8976 (Alejandro Hanono) Bulevar San Antonio, Calle D, Casa 94 leonidas280@cwpanama.net panageo@cwpanama.net	JD-5300 de 25/may/05 AN 404-Elec de 5/jun/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses Prorroga: 7 meses	7,889	
	Los Naranjos	Caldera	PR: 973 573 m N - 340 051 m E CC: 972 622 m N - 341 436 m E CM: 972 100 m N - 341 270 m E RA: 972 090 m N - 341 265 m E	Los Naranjos Energy, S.A.	Sr. Santana González Atención Ave Domingo Díaz y Calle C Norte David, Chiriquí Tel: 775-0032	AN 381-Elec de 02/nov/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	1,000	
	Los Planetas 1	David	PR: 946 650 m N - 344 450 m E CC: 943 450 m N - 344 750 m E CM: 943 100 m N - 345 200 m E	Salto del Francoil, S.A.	RL: Sr. Eduardo Miró Avila Tel: 264-3505 Fax: 264-3611	JD-4169 de 27/ago/03 JD-4881 de 24/ago/04 JD-5779 de 11/ene/06	En Trámite EIA aprobado CUA por aprobar Vence: 08/mar/06	4,186	
Los Planetas 2	David	PR: 942 050 m N - 345 675 m E CC: 940 300 m N - 345 000 m E CM: 939 950 m N - 344 950 m E	Salto del Francoil, S.A.	RL: Sr. Eduardo Miró Avila Tel: 264-3505 Fax: 264-3611	JD-5074 de 21/dic/04 JD-5954 de 16/feb/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 04/ene/07	3,727		
Los Valles	Caldera		Empresa de Generación Eléctrica Chiriquí, S.A.		JD-1038 de 18/sep/98	Otorgada En Operación	48,000		

**Proyectos Hidroeléctricos - Concesiones Tramitadas con  
Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) o Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ANSP)**

Nota: Con excepción de la columna "Estatus de la Concesión", las celdas sombreadas en rosado están siendo depuradas con la ANSP y la ANAM.

Provincia	Proyecto	Rio(s)	Coordenadas UTM 3filio de Derivación (DE) 3filio de Presa (PR) Cámara de Carga (CC) Casa de Máq. (CM) Restitución de Aguas (RA)	Promotor		Resolución(es) ERSP (JD) ANSP (AN)	Estatus de la Concesión	Capacidad Instalada MW	Sub Totales
				Empresa	Representante Legal (RL) Teléfono, Dirección, E-Mail				
Chiriquí	Maosano	Piedra, Escalía, y Qda. Paraiso	PR: 954 350 m N - 325 450 m E PR: 954 300 m N - 325 000 m E PR: 954 150 m N - 325 150 m E CC: 953 100 m N - 325 700 m E CM: 952 300 m N - 325 050 m E	istmus Hydro Power, Corp.		JD-3515 de 24/sep/02 JD-4446 de 23/dic/03 JD-5028 de 18/nov/04	Prórroga Denegada	5.800	1.495.245
				Capital Appreciation Corp. Cedida a: Hidro Boquerón, S.A.	RL: Sr. Alberto Dayan H.	JD-5143 de 10/feb/05 JD-5820 de 23/ene/06 AN 034-Elec de 01/jun/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 05/mar/07	5.800	
	Maosno de Monte	Maosno de Monte		Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	EDECHI (Unión Fenosa)	JD-1041 de 18/sep/98	Olongada En Operación	0.770	
	Mendre	Chiriquí	PR: 958 455 m N - 351 770 m E CC: 956 181 m N - 351 206 m E CM: 956 027 m N - 351 259 m E	Caldera Energy Corp.	RL: Sr. Ricaurte Castillo Silva Tel: 223-1955 / 223-1942 Fax: 223-1926 Contacto: Sr. Juan Ramón Brenes (Dic 2004) Piso No. 11, Torre HSBC Tel: 264-4000 jbrenes@multihodng.com	JD-4454 de 23/dic/03 JD-5052 de 06/dic/04 JD-5969 de 17/abr/06 AN 140-Elec de 14/jul/06 AN 321-Elec de 06/oct/05	Olongada; Fianza de Cumplimiento Vence: 15/oct/05	16.962	
	Mendre 2	Chiriquí	PR: 956 013 m N - 351 641 m E CC: 953 322 m N - 350 322 m E CM: 953 290 m N - 350 450 m E RA: 953 260 m N - 350 450 m E	Electrogeneradora del Istmo, S.A.	RL: Humberto F. Alvarez Sánchez Calle 43, Bela Vista, Edif. Nueva Era Tel: 225-9188 / 515-6958 panageo@copanama.net	AN 089-Elec de 20/jun/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	13.174	
	Minicentral Hidroeléctrica Mado	Caldera	PR: 986 050 m N - 335 650 m E CC: 975 680 m N - 336 780 m E CM: 976 240 m N - 337 070 m E RA: 976 180 m N - 337 090 m E	Josué Levy Levy	Sr. José Levy Levy Calle Ma. Icaza con 3ra Sur Torre Cosmos Ofc. 202 Tel: 269-2948 / 269-2985 / 263-4707 Fax: 264-4526 tocosmos@copanama.net	AN 175-Elec de 01/ago/06	Denegada	0.850	
	Monte Lirio	Chiriquí Viejo	PR: 973 348 m N - 308 110 m E RA: 969 958 m N - 299 965 m E	Electron Investment, S.A.	RL: Sr. Fernando Eleta Tel: 227-0444 Tel/Fax: 227-0487 electron@cablenda.net Contacto: Ing. Juan Bosco Díaz (Cel: 6678-1796)	JD-2479 de 01/nov/00 JD-3079 de 05/dic/01 JD-4261 de 03/oct/03 JD-4885 de 24/ago/04 JD-5062 de 09/dic/04 JD-5733 de 16/dic/05 AN 171-Elec de 01/ago/05 AN 340-Elec de 13/oct/05	Olongada; Fianza de Cumplimiento por consignar Vence: en 30 días	51.650	
	Paimira	Cogá y Quitipa, Qdas Elot y El Empono	PR: 962 750 m N - 340 450 m E PR: 962 700 m N - 338 725 m E CC: 961 300 m N - 339 700 m E CM: 960 935 m N - 339 700 m E RA: 960 905 m N - 339 700 m E	Hidro Paimira, S.A.	RL: Sr. Leonidas Manuel Rodríguez Tel: 266-1869 y 691-9976 (Alejandro Manro) Bulevar San Antonio, Calle D, Casa 94 leonidas280@copanama.net panageo@copanama.net	JD-5340 de 10/jun/05 AN 176-Elec de 01/ago/05 AN 323-Elec de 06/oct/05	Prórroga Denegada	6.031	
	Palo Añío	Palo Añío	PR: 972 370 m N - 342 636 m E CC: 971 823 m N - 342 630 m E CM: 971 675 m N - 342 694 m E RA: 971 668 m N - 342 656 m E	Los Naranjos Energy, S.A.	Sr. Santana González Atencio Ave Domingo Díaz y Calle C Norte David, Chiriquí Tel: 775-0032	AN 250-Elec de 25/sep/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	1.000	
	Panamá Hydro Power, Inc.	Qda. Jaramillo y Qda. Manuelita	PR: 970 489 m N - 345 025 m E PR: 969 825 m N - 346 250 m E CC: 970 200 m N - 345 900 m E CM: 969 600 m N - 345 300 m E RA: 969 490 m N - 345 190 m E	Panamá Hydro Power, Inc.	RL: Sr. Walter Arturo McGowan Calle Elvira Méndez y 52 Edificio Valerino Piso 1 Tel: 263-7555 Fax 263-7555 Cel: 9612-2754 wmcgowan@copanama.net jpolyoro@info.net	JD-5726 de 15/dic/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	32.500	
	Pando	Chiriquí Viejo	PR: 973 330 m N - 314 170 m E RA: 973 362 m N - 308 189 m E	Electron Investment, S.A.	RL: Sr. Fernando Eleta Tel: 227-0444 Tel/Fax: 227-0487 electron@cablenda.net Contacto: Ing. Juan Bosco Díaz (Cel: 6678-1796)	JD-2480 de 01/nov/00 JD-3080 de 05/dic/01 JD-4260 de 03/oct/03 JD-4884 de 24/ago/04 JD-5067 de 13/dic/04 JD-5731 de 16/dic/05 AN 179-Elec de 01/ago/05 AN 341-Elec de 13/oct/05	Olongada; Fianza de Cumplimiento por consignar Vence: en 30 días	32.600	
	Paso Ancho	Chiriquí Viejo	DE: 973 097 m N - 320 310 m E PR: 973 085 m N - 319 900 m E CC: 973 010 m N - 319 800 m E CM: 973 040 m N - 319 020 m E RA: 973 011 m N - 319 770 m E	Paso Ancho Hydro-Power Corp.	RL: Sra. María Violets Luttrell de Lisac Vía Argentina No. 52, Ofc. 10B (Copimax) Ciudad de Panamá Tel: 269-4030 Fax: 269-1815 intercarb1@cablenda.net lamageneracion@cablenda.net	JD-1248 de 22/feb/99 JD-2659 de 22/mar/01 JD-4315 de 24/oct/03 JD-5395 de 05/jul/05	Olongada; Fianza de Cumplimiento por consignar Vence: en 30 días	5.000	
	Palo Añío	Caldera		Los Naranjos Energy, S.A.	Sr. Santana González Atencio Ave Domingo Díaz y Calle C Norte David, Chiriquí Tel: 775-0032		Resolución en Trámite Conduccion de Uso de Agua en Trámite	1.000	
	Pedregalillo	Chico	PR: 939 104 m N - 324 562 m E CC: 938 104 m N - 325 041 m E CM: 938 874 m N - 325 962 m E RA: 938 829 m N - 325 562 m E	Generadora Pedregalillo, S.A.	RL: Sr. Humberto F. Alvarez Sánchez Calle 43 Bela Vista, Edif. Nueva Era Tel: 225-9188 / 515-6958 panageo@copanama.net	JD-5299 de 25/may/05 AN 043-Elec de 05/jun/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses Prórroga: 7 meses	20.089	
	Potrilleros	Segundo y Tercer Brazo del Río Coches	PR: 962 000 m N - 336 650 m E PR: 963 000 m N - 337 200 m E CC: 961 700 m N - 337 700 m E CM: 961 050 m N - 338 300 m E RA: 961 000 m N - 338 250 m E	Fuerza Hidráulica del Caribe, S.A.	RL: Sr. Alejandro Hanono Wanzler Edif Torre Banco Alamo, Piso 15, Ofc. C-D Tel: 263-4400 Fax: 269-9458 panageo@copanama.net	JD-5038 de 24/nov/04 AN 251-Elec de 25/ago/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	4.174	
	Prudenola (El Corro)	Chiriquí y Afluente	PR: 933 242 m N - 353 761 m E CC: 931 028 m N - 352 060 m E CM: 931 000 m N - 352 000 m E RA: 930 900 m N - 351 850 m E	Alternegy, S.A.	RL: Sr. Arturo R. Argandona G. Tel: 261-3552, 672-1373 y 601-7581 Fax: 229-8352	JD-5213 de 13/abr/05 AN 012-Elec de 18/may/06	En Trámite EIA en Evaluación Vence: 29/ene/07	54.000	
Renacimiento	Caizán	PR: 963 487.6 m N - 303 024.7 m E CC: 962 009.4 m N - 300 864.2 m E CM: 961 801.3 m N - 300 870.3 m E RA: 961 741.8 m N - 300 877.1 m E	P.C.H. Renacimiento, Corp.	RL: Sr. Juan Alberto Alvarez Martínez	JD-5852 de 16/feb/06	En Trámite Vence: en 12 meses	3.800		
San Andrés	Río Caña, Qda. La Mojana	PR: 960 584 m N - 301 462 m E PR: 959 795 m N - 300 970 m E CC: 958 694 m N - 300 741 m E CM: 958 450 m N - 300 716 m E RA: 958 442 m N - 300 718 m E	Fuerza Hidráulica del Caribe, S.A.		JD-3556 de 24/oct/02 JD-4448 de 23/dic/03	Plazo Vencido	5.300		
			Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	RL: Sr. Juan Francisco Pinto Vía Escalía, Corredor de Bela Vista Edificio El Cangrejo Tel: 264-7337 juanfrancisco_pinto@yahoo.es	JD-5465 de 12/ago/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	3.600		

Proyectos Hidroeléctricos - Concesiones Tramitadas con Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) o Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)									
Nota: Con excepción de la columna "Estatus de la Concesión", las celdas sombreadas en rosado están siendo depuradas con la ANSP y la ANAM.									
Provincia	Proyecto	Rio(s)	Coordenadas UTM Sitio de Derivación (DE) Sitio de Fresa (FR) Cámara de Carga (CC) Casa de Máq. (CM) Restitución de Aguas (RA)	Promotor		Resolución(es) ERSP (CJ) ANSP (AN)	Estatus de la Concesión	Capacidad Instalada MW	Sum Totales
				Empresa	Representante Legal (RL) Teléfono, Dirección, E-Mail				
Chiriquí	San Andrés II	Gariche		Josué Levy Levy	Sr. Josué Levy Levy Calle Ma. Icaza con 3ra Sur Torre Cosmos Ofc. 202 Tel: 269-2948 / 269-2985 / 263-4707 Fax: 264-4526 tocosmos@capanama.net	AN 206-Elec de 08/ago/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	6.800	1.485.245
	San Lorenzo	Fonseca	PR: 933 575 m N - 379 640 m E CC: 928 431 m N - 381 160 m E CM: 925 960 m N - 381 370 m E RA: 926 590 m N - 381 310 m E	Hidroeléctrica San Lorenzo, S.A.	RL: Luis Alberto Cuevas Silva Ave. Cinquentaenario, Urb. Dos Mares Tel: 236-1810	JD-5336 de 09/jun/05 AN 189-Elec de 02/ago/06	En Trámite Desarrollo de EIA Promotora: 12 meses Vence: 20/jun/07	10.000	
	San Ramón	Caldera	PR: 975 500 m N - 338 020 m E CC: 973 510 m N - 339 440 m E CM: 973 685 m N - 339 805 m E RA: 973 705 m N - 339 805 m E	Josué Levy Levy	Sr. Josué Levy Levy Calle Ma. Icaza con 3ra Sur Torre Cosmos Ofc. 202 Tel: 269-2948 / 269-2985 / 263-4707 Fax: 264-4526 tocosmos@capanama.net	AN 267-Elec de 04/sep/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	5.900	
	Santa María 82	Santa María	PR: 907 050 m N - 509 550 m E CM: 907 040 m N - 509 575 m E RA: 907 040 m N - 509 575 m E	Panamá Hydroelectrical Development Co., S.A.	RL: Rodrigo Augusto Vives Ruiz	AN 262-Elec de 31/ago/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	25.600	
	Tabasará I	Tabasará		Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.		JD-1483 de 30/jul/99 JD-2310 de 22/ago/00	Solictud Cancelada	46.000	
	Terra 1 - Chirigagua	Chirigagua	PR: 942 145 m N - 327 415 m E CM: 941 256 m N - 327 836 m E RA: 941 256 m N - 327 836 m E	Anibal Mejía R.	Sr. Anibal Mejía Villa de las Fuentes No. 1, Casa E-4 Tel: 260-3709 Fax: 236-6369	JD-5562 de 21/sep/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	2.000	
	Terra 2 - Miraflores	Candela	PR: 979 689 m N - 303 347 m E CM: 978 057 m N - 299 274 m E RA: 978 057 m N - 299 274 m E	Anibal Mejía R.	Sr. Anibal Mejía Villa de las Fuentes No. 1, Casa E-4 Tel: 260-3709 Fax: 236-6360	JD-5732 de 16/dic/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	2.000	
	Terra 3 - Campo Alegre	Piedra Candela	PR: 970 483 m N - 296 540 m E CM: 970 289 m N - 296 362 m E RA: 970 289 m N - 296 362 m E	Anibal Mejía R.	Sr. Anibal Mejía Villa de las Fuentes No. 1, Casa E-4 Tel: 260-3709 Fax: 236-6361	JD-5603 de 24/oct/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	1.000	
Terra 4 - Tizalag	Chiriquí Viejo	PR: 973 664 m N - 318 166 m E CM: 973 052 m N - 315 070 m E RA: 973 052 m N - 315 070 m E	Anibal Mejía R.	Sr. Anibal Mejía Villa de las Fuentes No. 1, Casa E-4 Tel: 260-3709 Fax: 236-6362	JD-5729 de 16/dic/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	4.500		
Panamá	Central de Bayano	Bayano		Empresa de Generación Eléctrica Bayano, S.A.		JD-1037 de 18/sep/98	Oligada En Operación	150.000	167.100
	El Baillo	Mamoni	PR: 1 021 639 m N - 709 299 m E CC: 1 019 758 m N - 710 554 m E CM: 1 019 408 m N - 710 707 m E RA: 1 019 272 m N - 710 711 m E	Elektra Noreste, S.A.	RL: Sr. Javier Pariente Ave Cuba, Edif Hatillo Tel: 207-0021 jpariente@elektra.com.pa	JD-5942 de 10/abr/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	10.300	
	Río Mamoni	Mamoni	PR: 1 027 543 m N - 704 483 m E CC: 1 024 227 m N - 705 952 m E CM: 1 024 091 m N - 705 906 m E RA: 1 024 045 m N - 705 918 m E	Elektra Noreste, S.A.	RL: Sr. Javier Pariente Ave Cuba, Edif Hatillo Tel: 207-0021 jpariente@elektra.com.pa	JD-6003 de 19/abr/03	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	5.300	
	San Carlos	Teta y Mata Ahogado	PR: 944 100 m N - 610 350 m E CM: 943 000 m N - 612 000 m E	Hidroeléctrica San Carlos, S.A.	RL: Sr. Noel Antonio Riande Poder. Lic. Amicar Borja Calle de Mansión Dante, Banco Atlántico Eto piso frente a Coronado es Vida Tel: 265-2496 / 97 Fax: 269-4429 Cel: 6614-4297 / 6612-7215 jriahydro@serfio.net	JD-3379 de 27/jun/02 JD-3401 de 08/jul/02	Plazo Vencido Trámite Suspendido hasta Adecuación de Construcción	1.500	
Veraguas	Cañazas	Cañazas	PR: 924 950 m N - 475 950 m E CC: 923 500 m N - 475 150 m E CM: 923 550 m N - 475 950 m E	Natural Power and Resources, S.A.	RL: Sra. Sabina González Solís Tel: 236-6555 Cel: 6681-8895	JD-4170 de 27/ago/03 JD-5075 de 21/dic/04 JD-5590 de 14/oct/05	En Trámite EIA aprobado CUA por aprobar Vence: 12/may/06	5.940	216.918
	El Amanecer	Mulaba	PR: 942 565 m N - 489 960 m E CC: 942 500 m N - 490 560 m E CM: 942 615 m N - 490 567 m E	Hidronorth, Corp.	RL: Sr. David Guevara Nieto Tel: 774-0892 Fax: 774-0892 hidronorth@hotmail.com Contacto en Panamá: Lourdes Justianani - Tel: 229-3885	JD-4961 de 29/sep/04 JD-5710 de 07/oct/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 15/ago/06	0.529	
	El Chorrillo	Barro Grande, Qda. SiN y Qda. El Pifal	PR: 938 030 m N - 513 690 m E PR: 937 745 m N - 514 270 m E PR: 937 775 m N - 514 965 m E CC: 937 555 m N - 514 175 m E CM: 937 725 m N - 513 940 m E	Hidronorth, Corp.	RL: Sr. David Guevara Nieto Tel: 774-0892 Fax: 774-0892 hidronorth@hotmail.com Contacto en Panamá: Lourdes Justianani - Tel: 229-3885	JD-4964 de 29/sep/04 JD-5743 de 27/dic/05	Prórroga Denegada	1.298	
	El Guayaonero	Cuay	PR: 930 725 m N - 487 750 m E CC: 929 950 m N - 488 725 m E CM: 929 725 m N - 488 575 m E	Josué Levy Levy	Sr. Josué Levy Levy	JD-5922 de 24/mar/06	En Trámite Vence: en 12 meses	1.600	
	El Jobo	San Juan y Qda. El Hato	PR: 927 850 m N - 516 560 m E PR: 928 165 m N - 516 945 m E CC: 927 780 m N - 518 725 m E CM: 927 630 m N - 516 755 m E	Hidronorth, Corp.	RL: Sr. David Guevara Nieto Tel: 774-0892 Fax: 774-0892 hidronorth@hotmail.com Contacto en Panamá: Lourdes Justianani - Tel: 229-3885	JD-4921 de 21/sep/04 JD-5711 de 07/oct/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 15/ago/06	0.881	
	La Esperanza	Bermejo	PR: 945 950 m N - 489 800 m E CC: 944 265 m N - 489 500 m E CM: 943 675 m N - 489 625 m E	Hidronorth, Corp.	RL: Sr. David Guevara Nieto Tel: 774-0892 Fax: 774-0892 hidronorth@hotmail.com Contacto en Panamá: Lourdes Justianani - Tel: 229-3885	JD-4916 de 21/sep/04 JD-5712 de 07/oct/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 15/oct/06	2.466	
	La Huaca	Chico y Qda. La Sofadora	PR: 934 640 m N - 526 375 m E PR: 933 450 m N - 526 375 m E CC: 933 040 m N - 526 540 m E CM: 932 740 m N - 526 760 m E	Hidronorth, Corp.	RL: Sr. David Guevara Nieto Tel: 774-0892 Fax: 774-0892 hidronorth@hotmail.com Contacto en Panamá: Lourdes Justianani - Tel: 229-3885	JD-4963 de 29/sep/04 JD-5783 de 11/ene/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 08/ago/06	4.020	
	Lalín Primera Etapa (Galú 19.8)	Galú	PR: 920 976 m N - 500 837 m E CM: 920 840 m N - 500 895 m E	Atermez, S.A.	RL: Sr. Arturo R. Agardona G. Via Veneto, Calle 55, El Cangrejo Edif Clonela, Primer Piso, No. 2 Tel: 223-1856 Fax: 223-1856 arturo@atermez.net WEB www.atermez.net	JD-4819 de 27/abr/04 JD-5627 de 31/oct/05 AN 445-Elec de 05/dic/05	Prórroga Denegada	19.500	
	Lalín Segunda Etapa (Galú 19.4)	Galú	PR: 927 816 m N - 507 634 m E CC: 926 457 m N - 507 142 m E CM: 925 955 m N - 507 001 m E	Atermez, S.A.	RL: Sr. Arturo R. Agardona G. Via Veneto, Calle 55, El Cangrejo Edif Clonela, Primer Piso, No. 2 Tel: 223-1856 Fax: 223-1856 arturo@atermez.net WEB www.atermez.net	JD-4818 de 27/abr/04 JD-5628 de 31/oct/05 AN 445-Elec de 05/dic/05	Prórroga Denegada	38.600	

Proyectos Hidroeléctricos - Concesiones Tramitadas con Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) ó Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)									
Nota: Con excepción de la columna "Estatus de la Concesión", las celdas sombreadas en rosado están siendo decuradas con la ANSP y la ANAM.									
Provincia	Proyecto	Río(s)	Coordenadas UTM Sitio de Derivación (DE) Sitio de Fresa (PR) Cámara de Carga (CC) Casa de Máq. (CM) Restitución de Aguas (RA)	Promotor		Resolución(es) ERSP (JD) ANSP (AN)	Estatus de la Concesión	Capacidad Incluida MW	Sub Totales
				Empresa	Representante Legal (RL) Teléfonos, Dirección, E-Mail				
Veraguas	Lalín Teroera Elapa (Gatú 46)	Gatú	PR: 938 305 m N - 507 680 m E CC: 935 348 m N - 507 792 m E CM: 935 132 m N - 508 220 m E	Alternegy, S.A.	RL: Sr. Arturo R. Agudón G. Vía Veneto, Calle 55, El Cangrejo Edif Gloriea, Primer Piso, No. 2 Tel: 223-1855 Fax: 223-1856 arturo@alternegy.net WEB www.alternegy.net	JD-4817 de 27/abr/04 JD-5628 de 31/oct/05 AN 447-Elec de 06/dic/06	<b>Prórroga Denegada</b>	25.400	216.918
	La Soledad	Santa María	PR: 927 155 m N - 493 480 m E CC: 926 630 m N - 493 400 m E RA: 926 477 m N - 493 415 m E	C. H. La Soledad, S.A.	RL: Sr. Arturo R. Agudón G. Vía Veneto, Calle 55, El Cangrejo Edif Gloriea, Primer Piso, No. 2 Tel: 223-1855 Fax: 223-1856 arturo@alternegy.net WEB www.alternegy.net	JD-5818 de 23/ene/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	32.500	
	La Yeguada	San Juan		Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.	EDEMET (Unión Fenosa)	JD-1035 de 18/sep/98	Otorgada En Operación	7.000	
	Las Cruces	San Pablo	PR: 921 830 m N - 468 986 m E CC: 918 330 m N - 470 255 m E CM: 918 395 m N - 470 535 m E RA: 918 380 m N - 470 548 m E	Corporación de Energía del Istmo Ltd., S.A.	RL: Luis Alberto Cuevas Gilve Ave. Circunvalación - J33A, Urb. Dos Mares Tel: 235-1810	AN 204-Elec de 08/ago/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	13.073	
	Los Estrechos	Cobre	Coordenadas de los Sitios de las Obras Principales 909 500 m N - 457 200 m E	Hidroeléctrica Los Estrechos, S.A.	RL: Sr. Eduardo Vallarino Tel: 264-2565 / 269-0944	JD-3560 de 24/oct/02 JD-4242 de 02/oct/03 JD-5044 de 26/nov/04 JD-5727 de 18/dic/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 05/nov/06	9.500	
	Los Guayaones	Cuay	PR: 930 725 m N - 487 750 m E CC: 929 980 m N - 488 725 m E CM: 929 725 m N - 488 575 m E	Hidronorth, Corp.	RL: Sr. David Guevara Nieto Tel: 774-0892 Fax: 774-0892 hidronorth@hotmail.com Contacto en Panamá: Lourdes Justiziani - Tel: 229-3885	JD-4922 de 21/sep/04	Plazo Vencido	2.023	
	Quebro	Quebro	DA: 826 100 m N - 521 250 m E	Hidroeléctrica del Sur, S.A.		JD-2596 de 11/ene/01 JD-3157 de 25/ene/02	Solicitud Cancelada	8.550	
	San Bartolo	San Pablo	PR: 909 890 m N - 471 220 m E CC: 907 680 m N - 471 900 m E CM: 907 680 m N - 472 120 m E	Corporación de Energía del Istmo Ltd., S.A.	RL: Luis Alberto Cuevas Gilve Ave. Circunvalación, Urb. Dos Mares Tel: 235-1810	JD-5570 de 03/oct/05 AN 391-Elec de 05/nov/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 05/oct/07	15.000	
	Santa Fé	Narices y Santa María	PR: 946 450 m N - 493 130 m E PR: 948 485 m N - 495 725 m E CC: 945 195 m N - 493 645 m E CM: 944 410 m N - 493 450 m E	Hidroeléctrica Santa Fé, S.A.	RL: Sr. Ernesto Richa Tel: 264-7525 Fax: 264-2684 Poder a: Lic. José Javier Jovane Cortes Consultas con: Maribel Gamayo - 264-7525 y 264-0325	JD-4566 de 29/sep/04 JD-5666 de 24/nov/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 25/sep/06	5.000	
	Santa María	Santa María		Consorcio Hidroeléctrico Santa María, S.A.		JD-1549 de 10/sep/99 JD-3651 de 05/dic/02 JD-3785 de 20/feb/03 JD-4589 de 24/mar/04	Solicitud Cancelada	24.000	
Multi Provincial	Coolé del Norte	Coolé del Norte	PR: 993 500 m N - 560 100 m E	Autoridad del Canal de Panamá		JD-1715 de 14/dic/99 JD-1830 de 10/feb/00	Cancelada por Ley 44 de 2006	150.000	246.000
	Indio I	Indio	PR: 994 800 m N - 580 200 m E	Autoridad del Canal de Panamá		JD-1717 de 14/dic/99	Cancelada por Ley 44 de 2006	25.000	
	Indio II	Indio	PR: 994 800 m N - 580 200 m E	Autoridad del Canal de Panamá		JD-1716 de 14/dic/99	Cancelada por Ley 44 de 2006	25.000	
	Tabasará II	Tabasará		Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.	RL: Sr. Gabriel Blesh B / Felbo A. Viza Calle 42, Bella Vista, Edif Rocamar, Piso 24 / Piazza Pacifica Ter Piso Ofic. 10 Tel: 227-0963 / 227-8909 / 215-2222 Contactos: Lic Elizabeth González (Tel: 300-3342 Fax: 227-0963 / 215-1280) Carlos Santiago Castillo (Tel: 265-1839)	JD-1484 de 30/jul/99 JD-2284 de 08/ago/00 JD-3744 de 06/feb/03 JD-5467 de 12/ago/05	Otorgada	46.000	

### C. Referencias de Proyectos Eólicos

Resumen del Estatus de las Licencias Eólicas Solicitadas al ERS P ó ASEP						
Cant.	MW	1. Obtención de Licencia Provisional		Provincia	Licencias Eólicas Solicitadas	
		Cant.	MW		Total	Actual
7	268.900	1.1 Solicitud de Licencia Eólica	ANSP		Cant.	MW
		1.2 Licencia Provisional	ANSP		Cant.	MW
		2. Obtención de Licencia Definitiva				
		2.1 Estudio de Impacto Ambiental (EIA) presentado	Promotor	Bocas del Toro	1	0.000
		2.2 Estudio de Impacto Ambiental (EIA) aprobado	ANAM	Colón		
		2.3 Contrato de Interconexión aprobado	Esas ó Distrib.	Chiriquí	2	54.000
		2.4 Fianza de Cumplimiento presentada	Promotor	Darién		
		2.5 Contrato de Licencia de Generación (CLG)	ANSP	Herrera		
		2.6 Refrendo del CLG - Contralor General de la República	CGR	Los Santos	2	47.400
		2.7 CLG Definitivo	ANSP	Panamá	3	60.400
				Veraguas	4	76.500
5	93.900	3. Licencia de Generación No Otorgada				
1	34.500	3.1 Solicitud Cancelada ó Plazo Vencido	ANSP	Kuna Yala	1	150.000
		3.2 CLG Denegado ó Cancelado	ANSP	Gnóbe Buglé		
				Multi Provincial		
				<b>Total Solicitado</b>	<b>13</b>	<b>397.300</b>
					<b>7</b>	<b>268.900</b>
				Datos de la ANSP y ANAM al: 31-Dic-06		

Proyectos Eólicos - Licencias Tramitadas con Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) o Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)										
Nota: Con excepción de la columna "Estatus de la Licencia", las celdas sombreadas en rosado están siendo depuradas con la ANSP y la ANAM.										
Provincia	Proyecto	Ubicación	Localización Geográfica		Promotor		Resolución(es) del Ente Regulador de los Servicios Públicos	Estatus de la Licencia	Capacidad Instalada MW	Sub Total
			Vértice	Coordenadas UTM	Empresa	Representante Legal (RL) Teléfonos, Dirección, E-Mail				
Cocle	El Cope	La Pintada	1	648 000 m E - 954 000 m N	Parque Eólico El Cope, S.A.		Res JD-3893 de 10/jun/03 Res JD-5105 de 28/dic/04	Provisional Vence: 11/feb/05 Plazo Vencido	9.00	9.000
			2	455 000 m E - 950 000 m N						
			3	542 000 m E - 950 000 m N						
			4	542 000 m E - 954 000 m N						
Chiriquí	Barrigón	Gualaca	A	360 500 m E - 953 000 m N	AES Panamá, S.A.	RL: Arturo Gris	Res JD-5770 de 05/ene/06	Provisional Vence: en 14 meses	19.50	64.000
			B	360 500 m E - 947 500 m N						
			C	354 000 m E - 947 500 m N						
			D	354 000 m E - 943 000 m N						
	Hornitos	Gualaca	A	368 000 m E - 954 000 m N	Generadora Eléctrica de Panamá, S.A.	RL: Inés/María Fernández Lara	Res JD-2788 de 31/may/01 Res JD-3350 de 29/may/02 Res JD-3414 de 09/jul/02 Res JD-4333 de 14/nov/03 Res JD-4891 de 14/oct/04 Res JD-5010 de 01/nov/04 AN 443-Elec de 06/oct/06	Licencia Definitiva Cancelada	34.50	
			B	368 000 m E - 956 000 m N						
			C	364 000 m E - 959 000 m N						
			D	357 000 m E - 959 000 m N						
Los Santos	Alturas de Nuairio	Las Tablas, Nuairio	A	588 000 m E - 836 000 m N	Generadora Eléctrica de Panamá, S.A.	RL: Jaime Alberto Arias	Res JD-2878 de 03/oct/01 Res JD-3631 de 27/nov/02 Res JD-4690 de 24/mar/04	Provisional Vence: 05/dic/04 Plazo Vencido	27.00	47.400
			B	572 500 m E - 836 000 m N						
			C	572 500 m E - 831 000 m N						
			D	588 000 m E - 831 000 m N						
Los Santos	Finca 3321 en Pedasi	Pedasi	1	610 023 m E - 831 859 m N	Aerogeneradores Iberoamericanos, S.A.		Res JD-4168 de 27/ago/03 Res JD-4317 de 24/oct/03	Provisional Vence: en 14 meses Plazo Vencido	20.40	47.400
			2	610 023 m E - 832 561 m N						
			3	608 151 m E - 831 859 m N						
			4	608 151 m E - 832 561 m N						
Panamá	Aerogeneradores Iberoamericanos	San Carlos, La Laguna	1	658 700 m E - 1 004 750 m N	Aerogeneradores Iberoamericanos, S.A.	RL: Miguel Martínez Gordon	Res JD-5887 de 02/mar/06	Provisional Vence: en 14 meses	20.40	60.400
			2	658 900 m E - 1 004 750 m N						
			3	659 100 m E - 1 004 600 m N						
			4	659 100 m E - 1 004 400 m N						
			5	658 700 m E - 1 004 400 m N						
	Don Fernando	Capira, Campana	1	619 000 m E - 962 000 m N	Parque Eólico Don Fernando, S.A.	RL: Wesley Urefa Vargas	Res JD-5952 de 10/abr/06	Provisional Vence: en 14 meses	20.00	
			2	619 000 m E - 961 600 m N						
			3	619 300 m E - 961 000 m N						
			4	619 590 m E - 960 625 m N						
			5	619 590 m E - 960 000 m N						
			6	621 000 m E - 960 000 m N						
			7	621 000 m E - 962 000 m N						
			8	622 500 m E - 962 000 m N						
			9	622 500 m E - 963 000 m N						
			10	621 750 m E - 963 000 m N						
			11	620 500 m E - 962 000 m N						
	Limoneros	San Carlos, La Laguna	1	605 000 m E - 953 000 m N	Parque Eólico Limoneros, S.A.	RL: Wesley Urefa Vargas	Res JD-5944 de 10/abr/06	Provisional Vence: en 14 meses	20.00	
			2	605 000 m E - 951 875 m N						
3			605 708 m E - 951 166 m N							
4			605 708 m E - 950 000 m N							
5			606 000 m E - 949 375 m N							
6			607 000 m E - 949 375 m N							
7			607 000 m E - 952 000 m N							
8			606 000 m E - 952 000 m N							
9			606 000 m E - 953 000 m N							
Veraguas	Alto de Piedra	Santa Fe	1	488 000 m E - 940 000 m N	Southern Energy Wind, Inc.		Res JD-3894 de 11/abr/03 Res JD-4889 de 26/ago/04	Provisional Vence: en 14 meses Plazo Vencido	18.00	76.500
			2	487 500 m E - 940 000 m N						
			3	487 500 m E - 939 000 m N						
			4	488 000 m E - 939 000 m N						
	Cerro Delgado	Santa Fe	1	486 500 m E - 939 000 m N	Generadora Eléctrica del Caribe, S.A.		Res JD-3898 de 11/abr/03 Res JD-4888 de 26/ago/04	Provisional Vence: en 14 meses Plazo Vencido	19.50	
			2	489 500 m E - 939 000 m N						
			3	486 500 m E - 937 300 m N						
			4	489 500 m E - 937 300 m N						
	Cerro Cabeza de Toro	Santa Fe, El Paredón, Valle Bonito, Nürum y Kusain	1	479 000 m E - 939 000 m N	Proyecto Eólico Delgado, S.A.	RL: René Bolívar	Res JD-4329 de 02/oct/03 Res JD-5144 de 10/feb/04 Res JD-5894 de 13/mar/06	Provisional Vence: en 12 meses a partir de 11/dic/04 Promo: 12 meses a partir de 12/dic/05	19.50	
			2	479 000 m E - 940 000 m N						
			3	480 500 m E - 940 000 m N						
			4	480 500 m E - 941 000 m N						
			5	482 000 m E - 941 000 m N						
			6	482 000 m E - 942 000 m N						
			7	485 000 m E - 942 000 m N						
			8	485 000 m E - 941 000 m N						
			9	484 500 m E - 941 000 m N						
			10	484 500 m E - 940 000 m N						
El Barrancón	Santa Fe, El Paredón y Nürum (Comarca Gómbé Buglé) y en el Corregimiento El Cusú	1	483 000 m E - 939 500 m N	Proyecto Eólico Cerro Tute, S.A.	RL: Harry Romney	Res JD-4240 de 02/oct/03 Res JD-5145 de 10/feb/05 Res JD-5895 de 13/mar/06	Provisional Vence: en 12 meses a partir de 11/dic/04 Promo: 12 meses a partir de 12/dic/05	19.50		
		2	482 000 m E - 939 500 m N							
		3	483 000 m E - 939 500 m N							
		4	483 000 m E - 940 000 m N							
		5	484 500 m E - 940 000 m N							
		6	484 500 m E - 937 500 m N							
		7	483 550 m E - 937 500 m N							
		8	483 550 m E - 938 000 m N							
		9	482 450 m E - 938 000 m N							
		10	482 450 m E - 937 000 m N							
Gómbé Buglé	Comarca Gómbé Buglé	Cortés, Piedra Roja, Minúni, Cascabel y Jásdebeli (Distrito de Kankimú, Mirone y Nole Quiña respectivamente)	A	940.000 m E - 400.000 m N	Aerogeneradores Eólicos	RL: Cristóbal Despalgne	Res JD-5625 de 24/ene/06	Provisional Vence: en 14 meses	150.00	
			B	955.000 m E - 400.000 m N						
			C	904.000 m E - 958.000 m N						
			D	916.000 m E - 941.000 m N						
			E	943.000 m E - 420.000 m N						
			F	938.000 m E - 420.000 m N						
			G	915.000 m E - 936.000 m N						



Resolución No. 07001 de 31 de enero de 2007

Por la cual se aprueba la definición de la Política y los Criterios para la revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de 2007.

**LA COMISIÓN DE POLÍTICA ENERGÉTICA**  
en uso de sus facultades legales,

**CONSIDERANDO**

Que mediante el Artículo 7 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 que Dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, se crea la Comisión de Política Energética, adscrita al Ministerio de Planificación y Política Económica hoy día Ministerio de Economía y Finanzas, con la finalidad de formular las políticas globales y definir la estrategia del sector energía.

Que la Ley 6 de 1997, en su Artículo 18, establece que la definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, se realizará a corto y largo plazo, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por La Comisión de Política Energética; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental, financiera y económicamente viables, y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Que de acuerdo al artículo 19 de la Ley 6 de 1997 la Empresa de Transmisión a que se refiere el capítulo IV del título III de esta Ley, elaborará el plan de expansión, de acuerdo con los criterios y políticas establecidos por La Comisión de Política Energética y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado.

Que de acuerdo al artículo 19 de la Ley 6 de 1997 el plan de expansión del SIN deberá ser actualizado o revisado anualmente, o cuando se presenten cambios de importancia en los supuestos, proyecciones o criterios que lo sustentan.

Que en base al artículo 19 de la Ley 6 de 1997 la Empresa de Transmisión consultará la opinión de las empresas de distribución y de generación sobre el plan de expansión. La Empresa de Transmisión efectuará los ajustes necesarios al plan y lo someterá a la aprobación del Ente Regulador, ahora la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Una vez aprobado, el plan de expansión servirá de base, a la Empresa de Transmisión, para establecer los requerimientos de suministro de energía a largo plazo, que se utilizan para el respectivo proceso de contratación.

Que mediante el Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998, en su artículo 1, para la elaboración de los Planes de Expansión, la Empresa de Transmisión formulará una metodología detallada que se basará en Lineamientos Generales y Pautas Metodológicas que emita la Comisión de Política Energética.

Que a través del Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998, en su artículo 2, sobre la base de los criterios que haya fijado la Comisión de Política Energética, y la información sobre demanda, oferta de generación, datos técnicos y económicos sobre el sistema de transmisión, se elaborará un Plan de Expansión, en el cual se identificarán las adiciones de capacidad de generación y transmisión que permitan atender la demanda.

Que en base al artículo 4 del Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998, la Empresa de Transmisión presentará al Ente Regulador, ahora la Autoridad Nacional de los Servicios

Públicos, y a la Comisión de Política Energética los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalle de la información base utilizada para su elaboración. El Plan deberá incluir una propuesta sobre la generación adicional que deberá contratarse para atender el crecimiento de la demanda.

Que el Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 en su artículo 4, establece que le corresponderá al Ente Regulador, ahora la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, la aprobación del plan de expansión. Durante los primeros cinco años, a la Empresa de Transmisión le corresponderá la ejecución del Plan aprobado, el cual será de carácter normativo en materia de generación y transmisión; después del quinto año este Plan será indicativo en materia de generación y normativo en transmisión.

RESUELVE

PRIMERO: **Aprobar** la definición de política y criterios para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional contenidas en el documento "Definición de Política y Criterio para la Expansión del Sistema Interconectado Nacional - 2007".

**Fundamento de Derecho:** Ley 6 de 3 de febrero de 1997, Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998.

Dada en la ciudad de Panamá a los 31 días del mes de enero de dos mil siete (2007).

  
Carlos Vallarino  
Ministro de Economía y Finanzas  
Comisionado Presidente

  
Alejandro G. Ferrer L.  
Ministro de Comercio e Industrias  
Comisionado



## Capítulo 3: Estándares Tecnológicos y Costos de Transmisión

### 3.1 INTRODUCCIÓN

En todo proceso de planeamiento de un sistema eléctrico, es evidente que al momento de plantear o proponer variantes o alternativas se consideran ciertos criterios predefinidos en lo que se refiere al tipo de instalación que se propone (tecnología, tipos constructivos, materiales, etc.); en todos los casos adaptadas a las características del sistema bajo análisis.

Por tal motivo, nace la necesidad de definir para el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión (PEST) ciertos criterios constructivos que presuponen un análisis técnico-económico previo en función de variables asociadas al mercado y a la ubicación física de la obra (densidad de carga, calidad de servicio, nivel de contaminación, aspectos ambientales, etc.).

El objetivo de los estudios de planeamiento de mediano y largo plazo es determinar la alternativa óptima de expansión, y por lo tanto es relevante contar con los costos que adecuadamente valoricen las diferencias entre alternativas. Adicionalmente, como se requiere incluir los costos en un esquema tarifario, resulta necesario determinar los costos de las instalaciones lo más cercano posible a su valor real de mercado.

Esta condición también impone, considerar en un mayor detalle los elementos de costos que intervienen en las obras planteadas; contemplando todos los ítems y considerando los gastos que se efectúen hasta su operación comercial.

A raíz de estas consideraciones, el informe presentado a continuación muestra de forma detallada y descriptiva dentro de sus secciones los últimos criterios tecnológicos utilizados en las líneas y las subestaciones para cumplir con los estándares de calidad y suministro y las metodologías utilizadas en el cálculo de los costos de componentes de transmisión.

### 3.2 CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES

Esta sección tiene como finalidad señalar aquellos criterios a utilizar en las instalaciones que se propongan para la expansión del sistema de transmisión, tomando en consideración las características del sistema actualmente en operación.

## 3.2.1 Líneas de Transmisión

### 3.2.1.1 Generalidades

El sistema de transmisión eléctrico de propiedad de ETESA está conformado por líneas de 230 y 115KV. Actualmente, la longitud total de líneas de 230KV es de 688 Km. en líneas de doble circuito y 79.7 Km. en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de 115KV la longitud total de líneas de doble circuito es de 131.8 Km. y para líneas de circuito sencillo de 39.1 km.

### 3.2.1.2 Tipos de conductores

El crecimiento de la demanda, la ubicación del potencial hídrico, la alta humedad asociada al clima tropical lluvioso, el sistema existente y la estrechez de nuestro país aunada a su posición costera, involucra que en el diseño de las líneas de transmisión se contemplen factores como el mayor transporte debido al desarrollo de nuevas centrales de generación, los efectos de la temperatura en los conductores, la flexibilidad y óptimo acople de nuevas tecnologías con el sistema existente y la susceptibilidad de los conductores al efecto de la corrosión salina, la longitud de la línea, las características de la carga, entre otros.

En resumen, los criterios básicos generales utilizados por ETESA para seleccionar el tipo de conductor en una línea de transmisión son:

- a. la selección de la configuración geométrica de las fases.
- b. la determinación de los tipos de conductores a evaluar
- c. el análisis del diámetro mínimo aceptable
- d. el análisis preliminar, en función del Valor Presente Neto, para la selección de la faja de calibres de los conductores.
- e. el análisis de sensibilidad de las alternativas.

A partir de diversos estudios realizados, ETESA ha implementado para las últimas líneas de transmisión de 230 KV y 115KV; el conductor ACAR - Conductor de Aluminio Reforzado con Aleación de Aluminio – 1200kcmil (24/13)<sup>10</sup> y el conductor ACSR/AW - Conductor de Aluminio Reforzado con Acero Revestido de Aluminio - 636 kcmil (26/7), GROSBEAK/AW, respectivamente.

En el Anexo 5 de éste capítulo se detallan los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor que garantizan la optimización de los conductores.

---

<sup>10</sup> Estudio realizado por el Consorcio LEME-CEMIG denominado "Selección Técnico-Económica de Conductores para la línea de transmisión 230KV", en Octubre de 1997.

### 3.2.1.3 Estructuras

Varias familias de estructuras han sido consideradas para cubrir los requerimientos de las líneas de transmisión de ETESA, incluyendo estructuras de diversos tipos constructivos para uno y dos circuitos.

Las estructuras de acero galvanizados, auto soportantes, con silueta del tipo tronco-piramidal y de base cuadrada son las de mayor aplicación en Panamá.

La nueva tendencia en el diseño de las líneas, respecto a las estructuras a utilizar, estipula considerar ciertos aspectos como lo son:

- a. Optimización: La eficiencia mecánica de la estructura y el aspecto económico involucra que en el diseño se contemplen las características de aplicación mecánica del conjunto de estructuras definidos.
- b. Peso de la estructura: Las cargas mecánicas y la altura de la estructura involucra que en el diseño se contemplen el peso de las estructuras.
- c. Esfuerzos mecánicos: La velocidad del viento es una de las principales cargas del dimensionamiento de la estructura, lo que involucra que en el diseño se contemplen el modelado de los datos de viento y determinación de la velocidad de viento de referencia para el proyecto en base a la metodología IEC 826.
- d. Perfil topográfico: La ubicación de las estructuras en el terreno involucra que en el diseño se contemple el levantamiento de un perfil topográfico de la línea de transmisión considerando:
  - d.1. Las distancias de seguridad verticales para las condiciones de potencia máxima y de emergencia.
  - d.2. Las distancias laterales de seguridad y el límite de la franja de servidumbre.
  - d.3. La separación entre líneas en el tramo de paralelismo.
  - d.4. Las características de aplicación geométrica de las estructuras, tales como ángulo en la línea, vanos adyacentes, alturas.
  - d.5. Las distancias eléctricas en la estructura: ángulos de balance de la cadena, ángulo de salida de la grapa del cable conductor.
  - d.6. Los límites de ángulo de inclinación del conductor e hilos de guarda en la salida de la grapa.
  - d.7. Las condiciones de mejor ubicación de cada estructura con confirmación a través de inspección de campo.
  - d.8. Las cargas mecánicas de las cadenas de aisladores.

### 3.2.1.4 Aislamientos de las líneas

A partir de las características electromecánicas de los aisladores, ETESA ha implementado en sus líneas de transmisión aisladores de porcelana o vidrio ANSI

52-5 ó ANSI 52-3 para los voltajes correspondiente a 230KV y 115KV, respectivamente con la única variante en la cantidad de aisladores.

Cabe mencionar que recientemente se ha utilizado la tecnología de polímero en áreas urbanas con limitaciones de servidumbre debido a la flexibilidad de su estructura en relación al tamaño del aislador y su mejor comportamiento con el problema de la contaminación.

Con el objetivo de mantener los índices de confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión, la tendencia en el diseño de las líneas, respecto al nivel de aislamiento a utilizar, considera ciertos aspectos como lo son:

- a. Criterio de Sobre voltaje de 60Hz: el mismo comprende dos factores, las sobretensiones a 60Hz y el problema de la contaminación. El primero, contempla la distancia del conductor-estructura en la condición de viento extremo, mientras que el segundo, permite determinar el tipo y cantidad de aisladores a utilizar de acuerdo al nivel de contaminación en el área del proyecto.
- b. Impulso de Maniobra: los voltajes transitorios que se generan como consecuencia de maniobras que se efectúan en el sistema tales como: interrupción de fallas, energización y desenergización de líneas involucra que en el diseño se contemplen estudios de simulación a condiciones de viento moderado para verificar el comportamiento del sistema ante estas circunstancias.
- c. Descargas atmosféricas (rayos): los impulsos ocasionados por las descargas atmosféricas directas e inducidas sobre las líneas involucran que en el diseño se contemple el estudio minucioso del comportamiento de los rayos sobre las líneas de transmisión a condiciones de viento mínimo.

#### *3.2.1.5 Herrajes y Accesorios*

Existe una gran variedad de herrajes y accesorios que pueden ser usados en las líneas de transmisión. Su selección dependerá principalmente de los siguientes factores:

- a. Tipo de aislador seleccionado
- b. Calibre del conductor
- c. Calibre del hilo de guarda
- d. Resistencia Mecánica deseada
- e. Los mantenimientos deseados
- f. La experiencia obtenida en proyectos de características similares.

Por tal motivo, en el diseño de las líneas, ETESA, normalizó la utilización de los herrajes largos denominados "herrajes para el mantenimiento de línea en

caliente”, los cuales poseen una configuración apropiada para realizar dicho mantenimiento.

#### *3.2.1.6 Hilo de Guarda*

La finalidad básica de los hilos de guarda de una línea de transmisión es la protección de los conductores contra la incidencia directa de descargas atmosféricas (rayos). Como función secundaria, los hilos de guarda deben servir de retorno para las corrientes de secuencia cero durante la operación normal y, especialmente, durante las fallas fase-tierra. Debido a este último efecto, su influencia se hace sentir de forma tajante, en el dimensionamiento de las mallas de tierra de subestaciones, ya que la parte de corriente de retorno por los hilos de guarda, en el primer vano adyacente a la subestación, aliviará la malla de tierra, resultando en menores tensiones de paso y toque.

De esta forma se observa que la selección de los hilos de guarda es de suma importancia y es por tal motivo que ETESA ha establecido como requisitos mínimos en el diseño de la línea el cumplimiento de ciertos factores como lo son:

- a. Un adecuado ángulo de protección entre hilo de guarda y conductor. Con base a la experiencia y a diversos estudios se determinó el ángulo  $0^\circ$  como apropiado.
- b. Una adecuada distancia en el vano medio: la distancia que debe existir entre el conductor más alto y el hilo de guarda en el vano medio debe ser tal que no ocurra un flameo entre ambos y que a la vez exista un adecuado acoplamiento.

Finalmente, la decisión de la selección del hilo de guarda estará basada en consideraciones mecánicas más que eléctricas; por lo tanto, un buen hilo de guarda deberá tener una buena resistencia mecánica y ser resistente a la corrosión. Uno de los materiales que reúne estos requisitos es el Acero Revestido de Aluminio, muy comúnmente utilizado en las actuales líneas de transmisión, y denominado Alumoweld (marca registrada de Copperweld).

#### *3.2.1.7 Hilo de guarda OPGW – Optical Power Ground Wire*

La nueva tendencia en la selección de un hilo de guarda implica que el mismo, además de cumplir con sus funciones tradicionales, pueda abrir un compás en la búsqueda de nuevos focos que aseguren la confiabilidad y seguridad de la operación del sistema tales como comunicación, datos, tele protección, tele comandos, etc.

Y es por tal motivo que recientemente, ETESA ha incorporado dentro de sus proyectos el hilo de guarda OPGW, el cual, tiene el doble propósito de proveer las características físicas y eléctricas del hilo de guarda convencional y al mismo tiempo proveer las propiedades de transmisión de datos y comunicación a través de la fibra óptica.

### 3.2.2 Subestaciones

#### 3.2.2.1 Generalidades

Como parte integral del sistema de transmisión, las subestaciones funcionan como un punto de conexión y/o transformación para las líneas de transmisión, los alimentadores de sub-transmisión, las plantas de generación y los transformadores de elevación y reducción.

El diseño de las subestaciones tiene como objetivo brindar confiabilidad, seguridad, flexibilidad al sistema y continuidad en el servicio con el menor costo de inversión satisfaciendo los requerimientos del sistema.

El sistema de transmisión de ETESA consta de siete (7) subestaciones transformadoras y seccionadoras y cinco (5) seccionadoras puras:

S/E Transformadoras y Seccionadoras			S/E Seccionadoras Puras	
230/115/34.5 KV	115/4.16KV	230/115/13.8 KV	115 KV	230 KV
Chorrera	Charco Azul	Panamá	Cáceres	Guasquitas
Llano Sánchez		Panamá II	Caldera	Veladero
Mata de Nance			Santa Rita	
Progreso				

A continuación se detallan los criterios tecnológicos de cada uno de los componentes principales que se consideran en el diseño de las Subestaciones.

#### 3.2.2.2 Ubicación

La ubicación de una subestación estará sujeta a la función para la cual fue diseñada. Es decir, la función de las subestaciones seccionadoras es la de brindar mayor estabilidad al sistema cuando las líneas de transmisión son largas, por lo que no es necesario que estén ubicadas en un radio cerca de los centros de carga, en comparación a las subestaciones transformadoras; sin embargo, ambas deben contar con un terreno de fácil acceso, alto, plano, no muy rocoso y que excluya la posibilidad de inundación.

#### 3.2.2.3 Configuración del Sistema

La selección de la configuración del sistema determina el arreglo eléctrico y físico del equipo electromecánico y de la subestación. Al diseñar subestaciones de transmisión, factores como la confiabilidad, la economía, seguridad y simplicidad del sistema son los que marcarán el patrón a seguir en la designación del esquema adecuado; los cuales, a su vez, estarán ligados con la funcionalidad e importancia de la subestación.

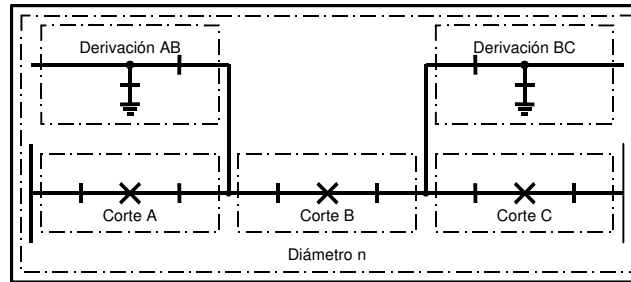
Las subestaciones de ETESA tienen las siguientes configuraciones:



- a. Configuración Barra sencilla: es el esquema con el menor costo debido a su simplicidad. Sin embargo, factores como: la imposibilidad de hacer mantenimientos o extensiones de las barras sin desenergizar la subestación, la desenergización de toda la subestación por fallas producidas en la barra o en los interruptores y su exclusivo uso en lugares donde las cargas puedan ser interrumpidas o tengan otros arreglos alternos de alimentación no brindan confiabilidad al sistema. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación de Charco Azul y el patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez.
- b. Configuración Barra Principal y de Transferencia: este tipo de configuración adiciona una barra de transferencia a la configuración barra sencilla, enlazando a ambas a través de un interruptor. Dentro de las ventajas que brinda esta configuración se puede mencionar: un bajo costo inicial, la flexibilidad de brindar mantenimiento a cualquier interruptor y la posibilidad de utilizar equipos de protección en la barra principal. Sin embargo, también existen desventajas que se deben analizar como lo son: el requerimiento de un interruptor extra para "amarrar" las barras, el proceso complicado de transferir la carga al momento de realizar mantenimientos y la desenergización de la subestación entera debido a fallas producidas en la barra o en los interruptores. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación Cáceres.
- c. Configuración Interruptor y Medio: es el esquema más comúnmente utilizado debido a su flexibilidad en la operación, alta confiabilidad, simplicidad, la posibilidad de transferir la carga mediante los interruptores, la posibilidad de realizar mantenimientos en una de las barras en cualquier momento y la continuidad del servicio aún cuando existan fallas en una de las barras. Dentro de las desventajas podemos mencionar la necesidad de un interruptor y medio por circuito, lo cual lo hace más costosa.

La configuración de las subestaciones de ETESA, en su mayoría es en esquema de interruptor y medio, ya que el sistema, desde su concepción a inicios de la década de 1970 fue diseñado y construido de esta manera, tomando en cuenta las características propias del sistema, siendo este longitudinal con líneas muy largas, lo que ameritaba un diseño capaz de brindar un alto grado de confiabilidad y seguridad. Todos los patios de 230, 115 y 34.5 KV de las distintas subestaciones tienen esta configuración, a excepción del patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez y la subestación Charco Azul, las cuales tienen configuración de barra sencilla, y la subestación Cáceres, con configuración de barra principal y transferencia; cabe mencionar que esta fue la primera subestación del sistema, construida a fines de la década de 1960.

Gráfico N° 1: Configuración Interruptor y Medio



### 3.2.2.4 Tipos de Interruptores

Aún cuando la tecnología de gas SF6 fue descubierta en 1900, no fue hasta 1947 cuando se produjo en escalas industriales en los Estados Unidos.

Ésta tecnología ha reemplazado por completo a los interruptores de aceite debido a ciertas ventajas como lo son:

1. Menor posibilidad de contaminación ambiental.
2. Menor peso de los interruptores, lo que resulta en menor costo de las obras civiles
3. Facilidad de transporte
4. Menor tiempo de instalación
5. Más económicos
6. Requerimientos de mantenimientos menores

Adicionalmente, el hexafloruro de azufre cuenta con dos propiedades claves las cuales son:

- a. el gas tiene una excelente fuerza dieléctrica.
- b. el gas posee una constante de tiempo térmico baja, alta absorción de electrones libres y alta estabilidad química lo que permite mayor capacidad en la extinción de los arcos eléctricos.

Conforme se mejora el diseño de interruptores de SF6 de alta tensión, mayor importancia cobra la rapidez del mecanismo de operación. Dicho mecanismo ha de transformar el interruptor de un perfecto conductor en un perfecto aislador.

En la búsqueda de fiabilidad y simplicidad, ETESA ha implementado el mecanismo de operación por resorte. El principio de almacenamiento de energía, extremadamente fiable, permite que siempre esté disponible la energía suficiente para cerrar el interruptor y con ello tensar el resorte de disparo.

### 3.2.2.5 Protecciones

ETESA utiliza dos tipos de protecciones dependiendo del largo de la línea de transmisión. Para una línea corta representada por un SIR > 4 (Source Impedance

Ratio)<sup>11</sup>, se utilizan protecciones diferenciales de línea; para las líneas medianas y largas ( $SIR < 0.5$ ) se utilizan las protecciones de distancia. Como respaldo de las protecciones de distancia y diferencial se utiliza la protección direccional de sobrecorriente de tierra que también sirve de respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes.

Cada línea tiene dos protecciones, una primaria y otra secundaria completamente independientes. Esto es por confiabilidad, ya que si en algún momento una de las protecciones quedara fuera de servicio, la otra continuará funcionando. Son independientes porque están alimentadas por diferentes núcleos del mismo CT (Transformador de Corriente) y PT (Transformador de Voltaje); tienen caminos independientes de disparo, inicio de recierre, envío y recibo de tono y de alarmas y secuencia de eventos.

El recerrador debe programarse para realizar recierres monofásicos. Éste debe bloquearse cada vez que ocurre un disparo tripolar porque por normas de seguridad de operación, ETESA no admite recierre tripolar.

Para asegurar que las fallas a lo largo de la línea sean despejadas simultáneamente se usa el esquema PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip). El PUTT requiere de un canal de comunicación para enviar y recibir el permisivo de disparo. Como respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes se usa el esquema de fallo de interruptor remoto. ETESA tiene dos canales de comunicación por línea. En el caso de las líneas paralelas, éstas comparten ambos canales de comunicación. De esta forma, en cada canal se transmiten cuatro señales:

- a. envío/recibo de las protecciones de la línea 1
- b. envío/recibo de las protecciones de la línea 2
- c. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 1
- d. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 2

A partir de la Subestación Panamá II, ETESA ha implementado una nueva tecnología en el área de protecciones, la misma está basada en relevadores con microprocesadores debido a las grandes ventajas que presentan; por ejemplo, la opción de programar las funciones lógicas requeridas, un menor requerimiento de mantenimiento en comparación a los relés electromecánicos, la facilidad de contar con registros de fallas y de eventos, el acceso vía remoto, entre otras.

En el Anexo 5 de este capítulo se presenta un breve resumen de los aspectos más relevantes y requerimientos técnicos mínimos de las protecciones utilizadas por ETESA en los diseños de líneas de transmisión y subestaciones.

---

<sup>11</sup> SIR son las siglas en inglés para Source Impedance Ratio (Relación Fuente Impedancia). Este termino indica la tasa de la fuente detrás del relé a la impedancia de la línea

### 3.2.2.6 Compensaciones

Con el objetivo de analizar la necesidad de la adición de compensación reactiva capacitiva (banco de capacitores) al Sistema Principal de Transmisión, los técnicos de ETESA realizan simulaciones en estado estable (flujos de potencia) para verificar si para las condiciones de demanda máxima los niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión se encuentran dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se verifica que las unidades generadoras se encuentren proporcionando el reactivo necesario de acuerdo a su curva de capacidad.

Para la condición de demanda mínima, se verifica si es necesario la adición de compensación reactiva inductiva (banco de reactores) de tal forma que absorba el exceso de reactivo producido por las líneas de transmisión durante las horas de valle nocturno, análisis que se logra comprobando primeramente que las unidades generadoras del sistema estén absorbiendo el reactivo de acuerdo a lo especificado en su curva de capacidad de forma tal que se mantengan los niveles de tensión del sistema dentro de los rango permisibles.

## 3.3 COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN

### 3.3.1 Líneas

A fin de estimar los costos de los componentes de las líneas de transmisión se tomarán como referencia los costos del listado de precios presentado en las licitaciones adjudicadas realizadas por ETESA más recientemente:

- a. Lic N° 003-2000 Línea Guasquita – Panamá II:
- b. Lic N° 001-2001 Línea Bahía Las Minas – Colón – Cáceres.

Producto de la relación existente entre el tamaño-peso del conductor y los tipos de estructuras, las características del diseño de la línea (circuito sencillo o doble) y del nivel de tensión definido, podemos resumir que las estimaciones de los costos dependerán directamente del tipo de conductor seleccionado, la tensión y del diseño establecido.

La metodología a utilizar por ETESA está basada en la categorización de las líneas dependiendo de lo señalado en el párrafo anterior de forma tal que se evalúen y estimen los costos de la línea paso a paso como si lo necesitáramos construir actualmente, es decir estimar su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

- a. Paso 1: Cálculo de costo unitario del equipamiento básico  
Mediante "Benchmarking" se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos ( Ver Tabla N° 1).
- b. Paso 2: Cálculo de Montaje y Obras Civiles  
Los costos relacionados al montaje y obras civiles se establecen mediante un porcentaje en base a las especificaciones de la línea. Así, en la Tabla N°

2 se clasifican las líneas según la tensión 230KV ó 115KV sin diferenciar si las torres son de circuito sencillo o doble, además que se establece el caso puntual de la línea de circuito sencillo con torres previstas para doble circuito.

c. Paso 3: Cálculo de Otros Costos

Esta sección involucran los costos asociados a la ingeniería, administración, inspección y diseño de la obra. Para la evaluación de los mismos se ha estipulado la aplicación de los porcentajes establecidos en el Reglamento de Transmisión, Sección IX.1.2. para esos ítem. (Ver Tabla N° 3).

Tabla N° 1: Costo Unitario de los equipos básicos de líneas de transmisión en B./Km.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO Miles de B./
1	<b>Costo de Torres de Acero</b>	
	Torres de circuito sencillo	
	Linea 636 ACSR 115 KV	29.37
	Linea 750 ACAR 230 KV	25.85
	Linea 1200 ACAR 230 KV	34.46
	Torres de Doble Circuito	
	Linea 636 ACSR	
	115 KV	39.16
	230 KV	43.66
	Linea 750 ACAR	
230 KV	34.46	
Linea 1200 ACAR		
230 KV	45.95	
2	<b>Costo de Aisladores y Herrajes</b>	
	115 KV	3.38
	230 KV	3.26
3	<b>Costo de Conductores</b>	
	Conductor 636 ACSR	16.00
	Conductor 750 ACAR	17.94
	Conductor 1200 ACAR	21.75
4	<b>Costo de Hilo de Guarda y Accesorios</b>	
	OPGW	7.25
	7No.8	1.16
5	<b>Costo de Sistema de Puesta a Tierra</b>	
	115 KV	0.55
	230 KV	2.89

Tabla N° 2: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles

DETALLE	TORRES PARA CIRCUITO DOBLE O SENCILLO		CIRCUITO SENCILLO CON TORRES PREVISTAS PARA DOBLE CIRCUITO	
	115 KV	230 KV	115 KV	230 KV
	%			
Montaje	24	30	31	39
Obras Civiles	9	18	12	24

Tabla N° 3: Detalle Porcentual de Otros Costos

DETALLE	%
Contingencias	5
Diseño	3
Ingeniería	4
Administración	4
Inspección	3
Interés durante construcción	6

**Nota:** (\*) Este porcentaje es sobre el **Total del Costo Base**

Tabla N° 4: Costo Unitario de las líneas de transmisión

Costo Unitario de Líneas de Transmisión	
Líneas	B./km (miles)
<b>115 KV</b>	
Doble Cto. 636 ACSR	153.11
Cto. Sencillo 636 ACSR	100.32
Cto. Sencillo 636 ACSR en torres para Doble Cto.	127.77
<b>230 KV</b>	
Doble Cto. 636 ACSR	182.06
Doble Cto. 750 ACAR	171.74
Doble Cto. 1200 ACAR	220.83
Cto. Sencillo 750 ACAR	111.29
Cto. Sencillo 1200 ACAR en torres para Doble Cto.	187.84

Estos costos unitarios de líneas fueron actualizados al año 2006 tomando en cuenta la variación del acero, aluminio y zinc, de acuerdo a sus costos internacionales. El acero y zinc se actualizó en base al Steel Review, publicación de MEPS, sección World Carbon Steel Price Index, Structural Section and Beams, el aluminio en base a London Metal Exchange y también al Índice de Precios al Consumidor para Bienes y Servicios Diversos en los Distritos de Panamá y San Miguelito.

### **3.3.2 Subestaciones**

Con la finalidad de evaluar los costos de componentes de las subestaciones se adoptó una metodología que implica la estimación del costo de los equipos o instalaciones tomados en consideración como si necesitáramos construirlos actualmente, es decir su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

Se establecieron cuatro categorías para los equipos y actividades:

- a. Equipos de Costos Unitarios: aquellos equipos que se pueden manejar con cantidades definidas.
- b. Equipos de Costos por Lote: aquellos equipos o sistemas que por sus características es difícil establecer una cantidad determinada de elementos, y dependen mucho del diseño de la subestación y condiciones propias del proyecto.
- c. Otras Actividades del proyecto
- d. Otros Costos asociados al Proyecto.

En la Tabla No.5 se detallan los elementos según su categorización dentro del estudio realizado:





Tabla No.5: Categorización de los Equipos y Actividades

ITEM	DESCRIPCION
<b>0001</b>	<b>Equipos de Costos Unitarios</b>
00011	Interruptores 115 KV
00012	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV
00013	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV
00014	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV
00015	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV
00016	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA
00017	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA
00018	Sistema de extinción de incendio para transformadores
00019	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV
00020	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor
00021	Interruptores 230 KV, Monofásico y Trifásico
00022	Interruptores 230 KV, Trifásico
00023	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV
00024	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV
00025	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV
00026	Pararrayos 192 KV
00027	Pararrayos 96 KV
00028	CT 230 KV
00029	CT 115 KV
00030	PT 230 KV
00031	PT 115 KV
00032	PT de Potencia y Potencial 115 kV
00033	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA
00034	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA
00035	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA
00036	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA
00037	Transformador de Puesta a Tierra 5975 KVA , 34.5 kV
00038	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR
00039	Circuit-Switchers 115 KV
00040	Interruptores 34.5 KV, 2000 A. Trifásico
00041	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV
00042	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV
00043	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV
00044	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV
00045	Pararrayos 34.5 KV
00046	PT 34.5KV
00047	CT 34.5 KV
<b>0002</b>	<b>Equipos de Costos por Lote</b>
00021	Sistema de puesta a tierra
00022	Servicios Auxiliares
00023	Herrajes, Estructura y Soportes
00024	Equipo de Protección, Control y Monitoreo
00025	Equipo de Comunicaciones
00026	Cables, conductores, ductos, etc
<b>0003</b>	<b>Otras Actividades</b>
00031	Montaje
00032	Obras Civiles
<b>0004</b>	<b>Otros</b>
00041	Contingencias
00042	Diseño
00043	Ingeniería
00044	Administración
00045	Inspección
00046	Intereses Durante Construcción
00047	Estudio de Impacto Ambiental (EIA)
00048	Terrenos

### 3.3.2.1 Cálculo de Costos de Equipos Unitarios

Adicional al análisis de los costos reales de obras de suministro, montaje y obras civiles para subestaciones adjudicadas en las licitaciones realizadas en los últimos cinco años, ETESA utilizó un proceso denominado "benchmarking", el cual involucra un estudio de mercado, para determinar los precios de los componentes de las instalaciones más económicos sin degradar el estándar de calidad de los mismos. A continuación se detallan las licitaciones comprendidas en el estudio y seguidamente se presentan los costos unitarios obtenidos:

- Licitación N° 019-96 S/E Panamá II: Subestación en configuración de interruptor y medio con un patio de 230 KV de 4 naves y 12 interruptores y un patio de 115 KV de 4 naves y 10 interruptores y 2 autotransformadores de 230/115 KV y 175 MVA cada uno.
- Licitación N° 004-00 S/E Guasquita - S/E Veladero - S/E Llano Sánchez (2001):
  - a. S/E Guasquitas: Subestación en configuración de interruptor y medio con un patio de 230 KV, de 2 naves y 6 interruptores.
  - b. S/E Veladero: Subestación en configuración de interruptor y medio con un patio de 230 KV, de 6 naves y 17 interruptores y 3 rectores en derivación de 20 MVAR cada uno.
  - c. S/E Llano Sánchez (Ampliación): Subestación en configuración de interruptor y medio con un patio de 230 KV, de 4 naves y 13 interruptores y 3 rectores en derivación de 20 MVAR cada uno.
- Licitación N° 005-01 S/E Colón (Santa Rita): Subestación en configuración de interruptor y medio con un patio de 115 KV, de 2 naves y 6 interruptores.
- Licitación N° 002-2002 Autotransformadores S/E Progreso y Manta de Nance: Suministro, Montaje y Obras Civiles de Autotransformadores de 230/115/32.5 KV; 50 MVA para S/E Progreso y 70 MVA para S/E Mata de Nance.
- Licitación No. 003-2002 Reactor 34.5 KV S/E Llano Sánchez: Suministro, Montaje, Pruebas Y Puesta En Servicio de un Reactor En Derivación De 20 MVAR y 34.5 KV para la Subestación Llano Sánchez.

**Tabla No. 6: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones**

ITEM N°	DESCRIPCION	Costo Unitario Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	74,904
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	15,569
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	9,719
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	8,366
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	9,975
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	1,179,203
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	63,656
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	361,413
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	11,131
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	131,397
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	113,639
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	16,700
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	12,693
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	12,003
16	Pararrayos 192 KV	3,452
17	Pararrayos 96 KV	2,043
18	CT 230 KV	11,550
19	CT 115 KV	7,350
20	PT 230 KV	7,280
21	PT 115 KV	4,605
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	18,132
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	2,100,000
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	1,201,000
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	1,045,000
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	406,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	110,000
28	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	100,800
29	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	109,488
30	Interruptores 34.5 KV	23,100
31	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	4,725
32	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	5,775
33	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	5,460
34	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	221,212
35	Pararrayos 34.5 KV	1,083
36	PT 34.5KV	3,120
37	CT 34.5 KV	2,625

### 3.3.2.2 Cálculo de Costos de Equipos tipo Lote

Dado que las Subestaciones de ETESA se pueden clasificar según su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras<sup>12</sup>. Y que éstas últimas contienen equipos de significativo costo en comparación a las primeras. Es importante evidenciar que la relación de los ítem por lotes aplicada indistintamente a todas las subestaciones de forma generalizada produciría un VNR alejado a los valores estándares.

Por tal motivo, en esta sección se plantea una metodología de cálculo de las relaciones porcentuales de los ítems 0002<sup>13</sup> mostrados en la tabla N° 5 para cada uno de estos grupos.

Cabe resaltar que para el cálculo de las subestaciones con equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Panamá II, Veladero y la ampliación de Llano Sánchez II, mientras que para el cálculo de las subestaciones sin equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Guasquitas y Santa Rita obteniendo como resultado las siguientes relaciones:

Tabla No. 7: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote

ITEMS POR LOTES PARA SUBESTACIONES				
DETALLE	Con Equipos de transformación y regulación		Sin equipos de transformación y regulación	
	%	(*)	%	(*)
Sistema de puesta a tierra	2.42		4.42	
Servicios Auxiliares	10.57		18.81	
Herrajes, Estructuras y Soportes	25.25		16.75	
Equipo de protección, control y monitoreo	47.46		83.15	
Equipos de comunicaciones	32.92		56.53	
Cables, conductores y ductos	12.99		12.68	
<b>Nota: (*) Este porcentaje en ambos casos es sobre ítems de costos unitarios SIN equipos de transformación y regulación.</b>				

<sup>3</sup> Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto-transformadores y Transformadores de potencia.

<sup>13</sup> Costos referentes a Sistemas de puesta a tierra, servicios auxiliares, herrajes, estructuras y soportes, equipos de protección, control y monitoreo, equipos de comunicaciones, cables, conductores y ductos.

### 3.3.2.3 Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítem 0003<sup>14</sup> se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre licitaciones bajo el mismo criterio utilizado durante la sección anterior, obteniéndose como resultado una relación porcentual que representará el porcentaje de montaje y obras civiles con respecto al suministro.

Tabla No.8: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles

DETALLE	Con Equipos de transformación y regulación	Sin equipos de transformación y regulación
	% (*)	% (*)
Montaje	6.04	8.54
Obras Civiles	23.94	69.43
<b>Nota: (*) Este porcentaje en ambos casos es sobre el Suministro</b>		

### 3.3.2.4 Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems 0004<sup>15</sup> se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

Tabla No.9: Relación porcentual de Otros Costos

DETALLE	% (*)
Contingencias	5.00
Diseño	3.00
Ingeniería	4.00
Administración	4.00
Inspección	3.00
Interés durante construcción	6.00
Estudio de Impacto Ambiental	0.19
<b>Nota: (*) Este porcentaje es sobre el Total del Costo Base</b>	

### 3.3.2.5 Cálculo de Costos de Terreno

Los costos para los terrenos de cada Subestación, se obtuvieron de la información presentada en el Estudio de Actualización de Activos 2003.

<sup>14</sup> Costos referentes a montajes y obras civiles

<sup>15</sup> Costos referentes a contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección e intereses durante construcción

### 3.3.2.6 Cálculo del VNR para las Subestaciones

Para el cálculo del VNR para las subestaciones se estableció la siguiente metodología:

#### Paso 1: Obtención del Subtotal de equipos de costos unitarios

El *Subtotal de equipos de costos unitarios* se obtiene a partir de una suma-producto de todas las cantidades de los equipos por subestación ya definidas con los costos unitarios de dichos equipos.

#### Paso 2: Obtención del Subtotal de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación

El *Subtotal de equipos de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación* se obtiene a partir de la resta del valor obtenido en el paso 1 y el monto de los equipos de transformación.

#### Paso 3: Subtotal Suministros

El *Subtotal Suministros* se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.2. al Subtotal obtenido en el paso 2, de esta forma estaremos determinando el valor de los equipos por lote. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los equipos por lote y el Subtotal obtenido en el paso 1.

#### Paso 4: Total Costo Base

El *Total del Costo Base* se obtiene a al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.3. al Subtotal obtenido en el paso 3, de esta forma estaremos determinando el valor de los montajes y obras civiles. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los montajes y obras civiles y el Subtotal obtenido en el paso 3.

#### Paso 5: Costo Total o VNR

El *Costo Total o VNR* se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.4. al Subtotal obtenido en el paso 4, de esta forma estaremos determinando el valor de los otros costos (contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección, intereses durante construcción). Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los otros costos y el Subtotal obtenido en el paso 4.

Tabla No.10: Costo unitario de Subestaciones

<b>Costos Unitarios de Subestaciones (adición de interruptores en esquema de interruptor y medio)</b>	
<b>Subestación</b>	<b>B/. (miles)</b>
<b>115 KV</b>	
Adición de 3 interruptores	1301.81
Adición de 2 interruptores	823.32
Adición de 1 interruptor	478.48
<b>230 KV</b>	
Adición de 3 interruptores	2091.51
Adición de 2 interruptores	1338.16
Adición de 1 interruptor	753.36

En el Anexo 5 se presenta el detalle de los costos de líneas de transmisión y subestaciones, así como los criterios básicos para la selección óptima de conductores y requerimientos de protecciones de líneas y subestaciones.

# TOMO II PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

## Capítulo 1: Resumen Ejecutivo

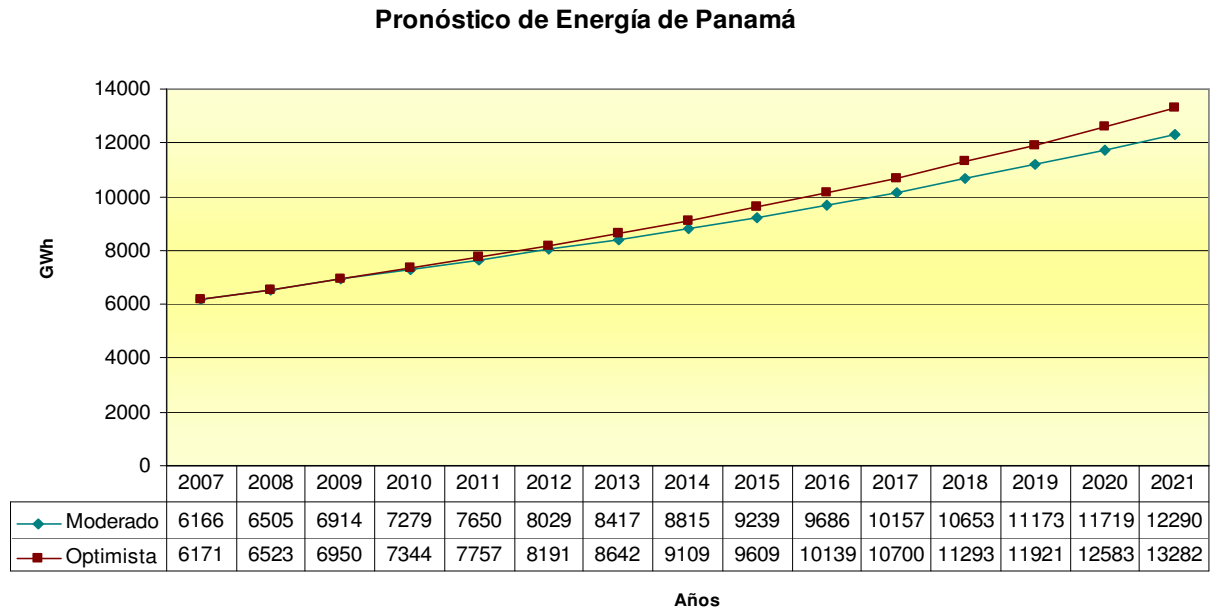
**1.1** El estudio de Planificación Indicativa realizado tomó como punto de partida los criterios y escenarios elaborados por la Comisión de Política Energética (COPE), entidad que estableció los siguientes criterios:

- (1) Los planes que se obtengan deben ser de mínimo costo;
- (2) Criterios de Confiabilidad de Energía:
  - i) Para ningún año del periodo de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas.
  - ii) No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del periodo de planificación en todas las series hidrológicas.
- (3) El Criterio de Confiabilidad de Potencia adoptado proviene de las Políticas y Criterios para la revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2007 indicado por la Comisión de Política Energética la cual establece que el parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima de 100 MW de potencia firme.
- (4) Costo de Racionamiento de Energía: Se establece para la presente revisión del Plan de Expansión un costo 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.
- (5) Otros parámetros utilizados fueron: tasa de descuento del 12%; horizonte del plan de 15 años; precios de mercado para los proyectos.

**1.2** Se emplearon dos escenarios de crecimiento de la demanda, provenientes del estudio respectivo: medio y alto, con tasas de crecimiento de 5.0% y 5.4% respectivamente, como se puede apreciar en los Gráficos N° 1.1 y 1.2 a continuación.

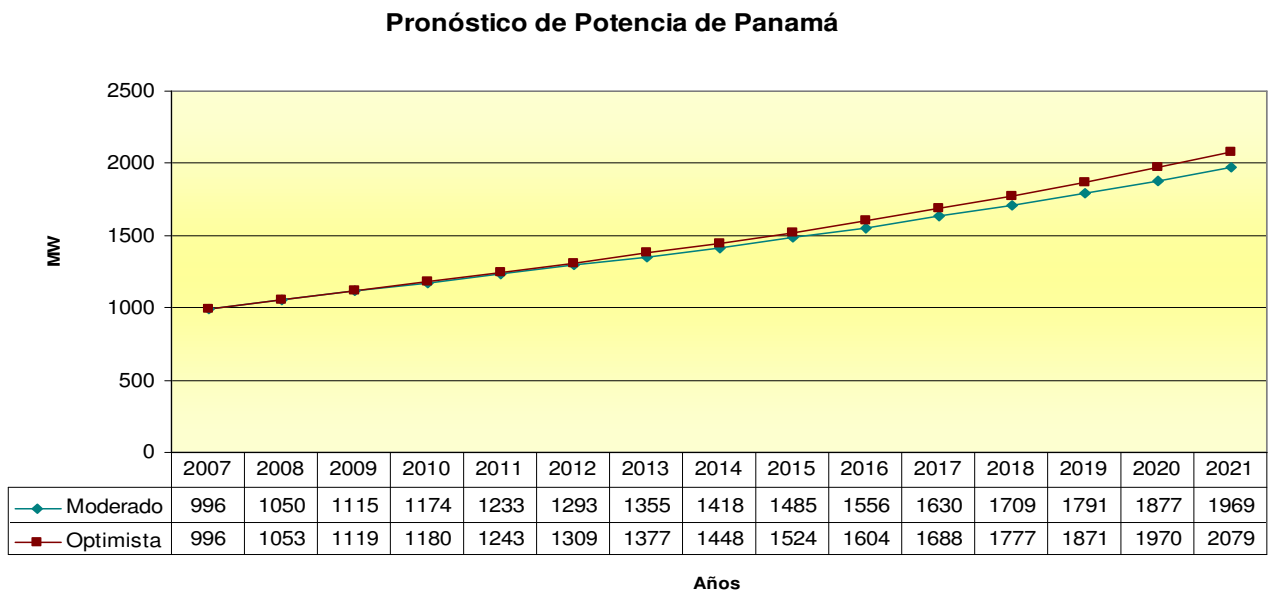


GRAFICO N°. 1.1: Pronósticos de Producción de Energía (GWh)



Fuente: Proyección de Demanda de la República de Panamá 2007-2021. ETESA

GRAFICO N°.1.2: Pronóstico de Demanda Máxima (MW)



Fuente: Proyección de Demanda de la República de Panamá 2007-2021. ETESA

**1.3** Para la proyección de los precios de combustible se utilizaron los valores indicados en el Cuadro N°.1.1. El Cuadro N° 1.2 incluye el poder calorífico de los combustibles modelados.

**CUADRO N°.1.1: Proyecciones de Precios de Combustibles**

AÑO	INDICE DE VARIACION		(US\$/BBI)			(US\$/Mbtu)	(US\$/Mbtu)	US\$/Ton-m
	Diesel Liviano	Búnker-C	Diesel Liviano	Diesel Marino	Bunker-C	Gas Natural Gasoducto	Gas Natural Comprimido	Carbón
(*) 2006			81.26	75.17	50.80			
2007	1.08	0.92	87.54	79.36	46.60	5.55	4.59	69.57
2008	0.97	1.01	84.53	77.08	47.25	5.43	4.47	70.44
2009	0.92	0.96	77.98	71.45	45.31	5.33	4.37	71.59
2010	0.92	0.94	71.83	65.99	42.62	5.18	4.22	70.43
2011	0.92	0.94	66.17	60.97	40.20	5.14	4.18	68.48
2012	0.93	0.95	61.56	56.90	38.25	5.15	4.19	66.67
2013	0.93	0.92	57.00	52.67	35.35	5.12	4.16	64.85
2014	0.99	1.00	56.47	52.24	35.31	5.12	4.16	63.04
2015	1.01	1.03	56.83	52.71	36.26	5.12	4.16	61.31
2016	1.00	1.01	56.96	52.86	36.48	5.13	4.17	60.46
2017	1.02	1.02	57.93	53.78	37.17	5.14	4.18	60.56
2018	1.01	1.01	58.51	54.34	37.65	5.15	4.19	61.55
2019	1.02	1.03	59.84	55.65	38.90	5.16	4.20	62.10
2020	1.01	1.01	60.41	56.21	39.38	5.21	4.25	62.69
2021	1.01	1.03	61.12	56.97	40.37	5.21	4.25	63.18

Fuente: Precio base del Diesel Liviano y el Bunker dado por la Comisión de Política Energética. Políticas y Criterios para la revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2007. Se aplican los índices de escalamiento del escenario moderado del AEO2007 del EIA/DOE.

**CUADRO N° 1.2: Poder Calorífico del Combustible**

Poder Calórico	
Tipo de Combustible	Kcal/Gal
Bunker	36,514.00
Diesel Marino	33,515.00
Diesel Liviano	32,684.00
Tipo de Combustible	Kcal/m3
Gas Natural	9,150.00
Tipo de Combustible	Kcal/Kg
Carbón	5,895.00

Fuente: Comisión de Política Energética

**1.4** El Estudio parte del sistema de generación actual incluido en el Cuadro N° 1.3 y toma en cuenta los retiros planificados, como se indica en el Cuadro N° 1.4.

**CUADRO N°.1.3: Sistema de Generación Existente**

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	RENDIMIENTO (Gal/MWh)	CAPACIDAD EFECTIVA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)
EGE-Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica		284	300.00
AES Panamá	Bayano	Hidroeléctrica		160	260.00
AES Panamá	La Estrella	Hidroeléctrica		15	47.20
AES Panamá	Los Valles	Hidroeléctrica		15	54.75
AES Panamá	Estí	Hidroeléctrica		112	120.00
BLM Corp, S.A.	BLM-2	Termoeléctrica	86.07	32	40.00
BLM Corp, S.A.	BLM-3	Termoeléctrica	80.58	32	40.00
BLM Corp, S.A.	BLM-4	Termoeléctrica	81.62	32	40.00
BLM Corp, S.A.	Ciclo Comb.BLM	Termoeléctrica	64.83	135	160.00
Pedregal Power Project	PPP	Termoeléctrica	57.1	52	53.53
COPESA	Copesa	Termoeléctrica	72.22	43	44.00
PAN-AM Generating Ltd.	Pan_Am	Termoeléctrica	59.66	92	96.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	109.14	18	41.80
<b>Total (MW)</b>				<b>1003</b>	<b>1297</b>

Fuente: Información entregada a ETESA por los Agentes. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

**CUADRO N°.1.4: Retiros de Plantas Térmicas**

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	AÑO DE RETIRO
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	41.8	2017

Fuente: Información entregada a ETESA por los Agentes. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

Se consideran como candidatos únicamente proyectos con estudios de reconocimiento, pre factibilidad o factibilidad que tienen emitida y vigente la respectiva resolución de la Autoridad de los Servicios Públicos (ASP), entidad que certifica la obtención definitiva de la concesión para la explotación y operación y/o tenga al menos la autorización de conducencia de la Autoridad Nacional del Medio Ambiente (ANAM) para tramitar la respectiva Concesión de Aguas. Estos proyectos están identificados en el Cuadro N° 1.5.

**CUADRO N°1.5: Proyectos Hidroeléctricos Candidatos**

PROYECTO	TIPO DE PLANTA	AGENTE PROMOTOR	CAPACIDAD INSTALADA MW	POTENCIA FIRME MW	ENERGIA PROM. ANUAL GWh	COSTO FIJO O&M \$/KW-Año	COSTO DE CONSTRUCCION \$/KW
Gualaca	Filo de Agua	Bontex, S.A.	27.6	22.2	138.0	5.0	1467.4
Lorena	Filo de Agua	Alternegy, S.A.	35.7	30.6	168.6	5.0	1620.5
Prudencia	Filo de Agua	Alternegy, S.A.	56.2	50.1	273.2	5.0	1619.2
Bonyic	Filo de Agua	Hidroecológica del Teribe, S.A	30.0	18.5	153.0	5.0	1766.7
Sindigo	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltda.	10.0	3.0	48.0	5.0	1422.0
Chan I	Filo de Agua	Hidro Teribe S.A./AES	223.00	118.9	1046.3	5.0	320.0
El Alto	Filo de Agua	Hydro Caisán, S.A.	60.00	24.7	270.00	5.0	1250.0
Pando	Filo de Agua	Electron Investment	32.60	19.5	174.0	5.0	2005.2
Monte Lirio	Filo de Agua	Electron Investment	52.00	26.6	288.00	5.0	2086.0
Mendre	Filo de Agua	Caldera Energy Corp.	18.40	4.0	96.20	5.0	1902.2
Bajo de Mina	Filo de Agua	La Mina Hydro Power Corp.	52.40	28.1	259.40	5.0	1429.0
Pedregalito	Filo de Agua	Pedregalito S.A.	20.00	3.3	100.00	5.0	1800.0

Fuente: Información entregada a ETESA por los Agentes. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

Las características de proyectos térmicos candidatos se incluyen en el Cuadro N°1.6.

**CUADRO N°1.6: Proyectos Térmicos de Expansión**

PROYECTOS DE EXPANSIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	RENDIMIENTO	COMBUSTIBLE UTILIZADO	COSTO DE O & M		COSTO DE CONSTRUCCIÓN \$/Kw
				FIJO (\$/kw-Año)	VARIABLE (\$/MWh)	
Motor de Media Velocidad	50	49.32 (1)	Bunker C	46.86	3.4	800.0
Motor de Media Velocidad	100	57.31 (1)	Bunker C	46.86	4.2	1,000.0
Ciclo Combinado	250	6.63 (2)	Gas Natural	33.11	1.7	650.0
Turbina de Gas	100	9.00 (2)	Gas Natural	7.36	1.8	400.0
Carbón 150	150	0.40 (3)	Carbón	69.99	4.5	1,205.0
Carbón 250	250	0.39 (3)	Carbón	64.39	4.2	1,095.0

Fuente: Base de dato del Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR).

**1.5** Existe interés por parte de algunos inversionistas en desarrollar proyectos basados en recursos naturales como turba, tal como se describe en el texto del informe. Para el presente estudio, sin embargo, no estuvo disponible la información necesaria para ser considerado como candidato.

**1.6** Los planes de expansión se obtuvieron mediante la utilización de los modelos SUPER/OLADE-BID y SDDP. El programa SUPER obtiene planes de mínimo costo, con un programa de despacho que corresponde a una versión simplificada del SDDP, por razones de factibilidad computacional. La operación de mínimo costo de los planes obtenidos por el SUPER se simuló, luego, con el programa SDDP para verificar que satisfacen el criterio de confiabilidad energética y obtener parámetros técnicos y económicos del despacho. Adicionalmente, se verificó para

todos los planes que éstas cumplieran a cabalidad con los criterios de confiabilidad de potencia establecidos.

**1.7** Se obtuvieron planes de expansión para cada uno de los siguientes escenarios establecidos por la COPE:

- a) **Escenario N° 1:** Demanda Media Hidrotérmico (MHT7).
- b) **Escenario N° 2:** Demanda Media Hidrotérmico - con Carbón (MHTCB7).
- c) **Escenario N° 3:** Demanda Media Hidrotérmico - Con Gas Natural Comprimido transportado por Barcaza a partir del 2009 y Carbón (MHTGBC7).
- d) **Escenario N° 4:** Demanda Media Hidrotérmico – Con Gas abastecido por Gasoducto a partir del 2012 y Carbón (MHTGDC7).
- e) **Escenario N° 5:** Demanda Media Hidrotérmico-Con Gas abastecido por Gasoducto a partir del 2012 – Carbón y Eólica (MHTTLA7).

Es necesario destacar que en este estudio se ha seguido la siguiente prominencia: en primer lugar, se utilizan los escenarios de crecimiento de la demanda, alto, medio o pesimista. Luego se establecen los casos con alternativas Caso base Hidrotérmico definido por los candidatos hidráulicos del inventario y proyectos térmicos convencionales que consumen hidrocarburos. Las variantes de los casos corresponden a la inserción del carbón importado, gas (sea por barcaza o gasoducto) y a la fuente renovable eólica.<sup>16</sup>

Los resultados se muestran en el Cuadro N° 1.7. En el mismo, se puede observar que los planes muestran la misma incorporación de obras hasta el año 2013, por lo que cabe mencionar que en cuanto a las plantas hidráulicas que compiten en el periodo que comprende el horizonte de este estudio solamente el proyecto Changuinola I tiene fecha fija de entrada. En el corto plazo se considera firme en todos los planes, dada la confirmación de los inversionistas, la incorporación de proyectos térmicos que aparecen tanto para el 2009 y como para el 2010.

En los casos MHTGBC7, MHTGDC7 y MHTTLA7 se observa que, a partir del 2014, los proyectos hidráulicos que aparecían como proyectos atractivos en los casos MHT7 y MHTCB7 son desplazados por la tecnología a gas comprimido transportado ya sea por barcaza o por gasoducto.

---

<sup>16</sup> Cada caso corresponde a un Plan de Expansión determinado, ya que no existen escenarios distintos de precios o de entrada en operación. Por consiguiente en texto nos referiremos indistintamente al Caso o al n Plan.

**CUADRO N°.1.7: Planes de Expansión con Demanda Media**

Fecha de Operación	Caso MHT7		Caso MHTCB7		Caso MHTGBC7		Caso MHTGDC7		Caso MHTTLA7	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2007	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8
2009	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2
	Mendre	18.4	Mendre	18.4	Mendre CCGB BLM	18.4 158.0	Mendre	18.4	Mendre	18.4
2010	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0
	Chan I	223.0	Chan I	223.0	Chan I	223.0	Chan I	223.0	Chan I	223.0
	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0
	Sindigo	10.0	Sindigo	10.0	Sindigo	10.0	Sindigo	10.0	Sindigo	10.0
2011	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0
	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6	Panamá Green Power Gualaca	80.0 27.6
2012	Pana Power	85.0	Pana Power	85.0	Pana Power	85.0	Pana Power CCGD BLM	85.0 158.0	Pana Power CCGD BLM	85.0 158.0
2013	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina El Alto	52.4 60.0	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina	52.4
2014	Lorena	35.7	Lorena	35.7	TGGB 100-1	100.0	El Alto	60.0	El Alto	60.0
	Pando	32.6	Pando	32.6			CCGD 250-1	250.0	Turba	250.0
	El Alto	60.0	El Alto	60.0						
2015	Prudencia	56.2	Prudencia	56.2	TGGB 100-2	100.0				
	Monte Lirio	51.7	Monte Lirio	51.7						
2016	MMV 100-1	100.0	MMV 50-1	50.0						
2017	MMV 100-2	100.0	CB 150-1	150.0	CCGB 250-1	250.0			CCGD 250-2	250.0
2018	MMV 100-3	100.0	CB 150-2	150.0			CCGD 250-2	250.0		
2019	MMV 100-4	100.0			CCGB 250-2	250.0				
2020	MMV 50-1	50.0	CB 250-1	250.0			CCGD 250-3	250.0	TGGD 100-3	100.0
2021	MMV 50-2	50.0								
	MMV 50-3	50.0								

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

El Cuadro N°1.8 presenta los costos totales de cada uno de los planes obtenidos.

**CUADRO N°. 1.8 Costos de Planes de Expansión**

CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)	COSTO DE OPERACIÓN + DEFICIT (Mill.\$)	TOTAL
MHT7	765.75	1,611.20	<b>2,376.95</b>
MHTCB7	825.26	1,518.31	<b>2,343.57</b>
MHTGBC7	677.92	1,290.57	<b>1,968.49</b>
MHTGDC7	694.09	1,503.67	<b>2,197.76</b>
MHTTLA7	744.25	1,427.18	<b>2,171.43</b>

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

El plan cuyo costo total resulta más económico es el que contempla el desarrollo hidrotérmico con la incorporación de la tecnología del Gas Natural Comprimido transportado por Barcaza y Carbón (MHTGBC). Con respecto a este plan, cabe mencionar que debido al precio tan bajo de este energético, en comparación a los actuales precios internacionales, este sustituye completamente a las térmicas convencionales y a las unidades de carbón. Por otro lado, los costos de la instalación necesaria y debida explotación de esta nueva tecnología, así como el

costo de las barcazas necesarias para su transporte no fueron considerados debido básicamente a la falta de estudios que sustenten la composición de estos costo.

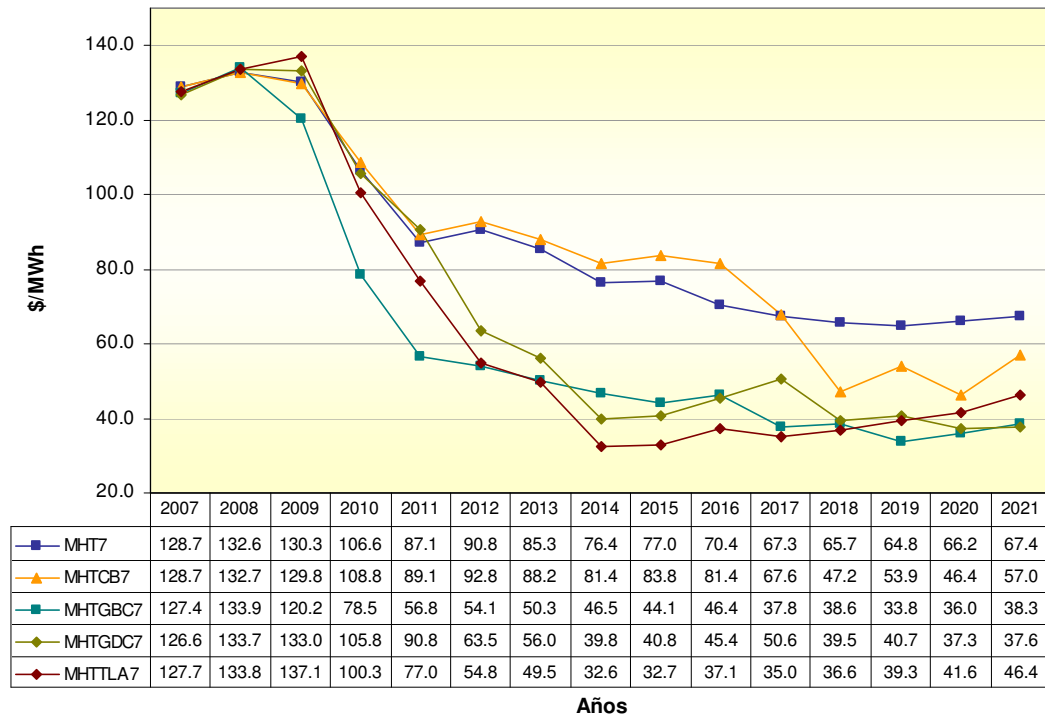
En cuanto al costo de los planes hidrotérmicos se observa que tienen costos bastantes similares el caso MHTGDC7 con el MHTTLA7 y el caso MHT7 con el caso MHTCB7. En el primer par, esto se debe básicamente a que la diferencia en cuanto al plan de incorporación de obras entre el 2007 y el 2014 se da únicamente en la incorporación, en el 2011, en el caso MHTTLA7 de 80 MW eólicos y en el 2015 de la planta de Turba de 250 MW.

Por otra parte, el costo tan similar entre los casos MHT7 y el MHTCB7 radica en que en el periodo 2007-2015 ambos poseen el mismo plan de incorporación de obras. Entre el 2016 y 2021 en ambos casos se incorporan 762 MW de plantas térmicas con la diferencia de que en el caso MHTCB7 el 59% de esta instalación corresponde a plantas de carbón. Resulta interesante señalar que los costos totales de estos planes son los más elevados. La razón de ello responde a que estos casos, en los cuales no compiten las tecnologías de gas, son los únicos que instalan el total de la capacidad hidráulica definidas como candidatas.

Los costos marginales de los planes se presentan en el Gráfico N° 1.3. Tal como se aprecia, los costos marginales promedios inferiores para el periodo analizado corresponden al caso medio hidrotérmico con gas natural comprimido transportado por barcaza. En todos los casos se observa el impacto en la disminución de los costos marginales al entrar en el sistema el proyecto Changuinola I y la conversión de los 120 MW de vapor de BLM a carbón a partir del 2010.

Como era de esperarse, en los planes donde se incorporan la tecnología de gas natural, los costos marginales tienden a ser similares sobre todo en el periodo comprendido entre el 2014 y 2021, en donde tienen un comportamiento con tendencia a disminuir cada vez que se instala una nueva planta de ciclo combinado.

### GRÁFICO N° 1.3: Costos Marginales de los Planes Evaluados

**Resumen de Costos Marginales de Escenarios de Demanda Media**


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

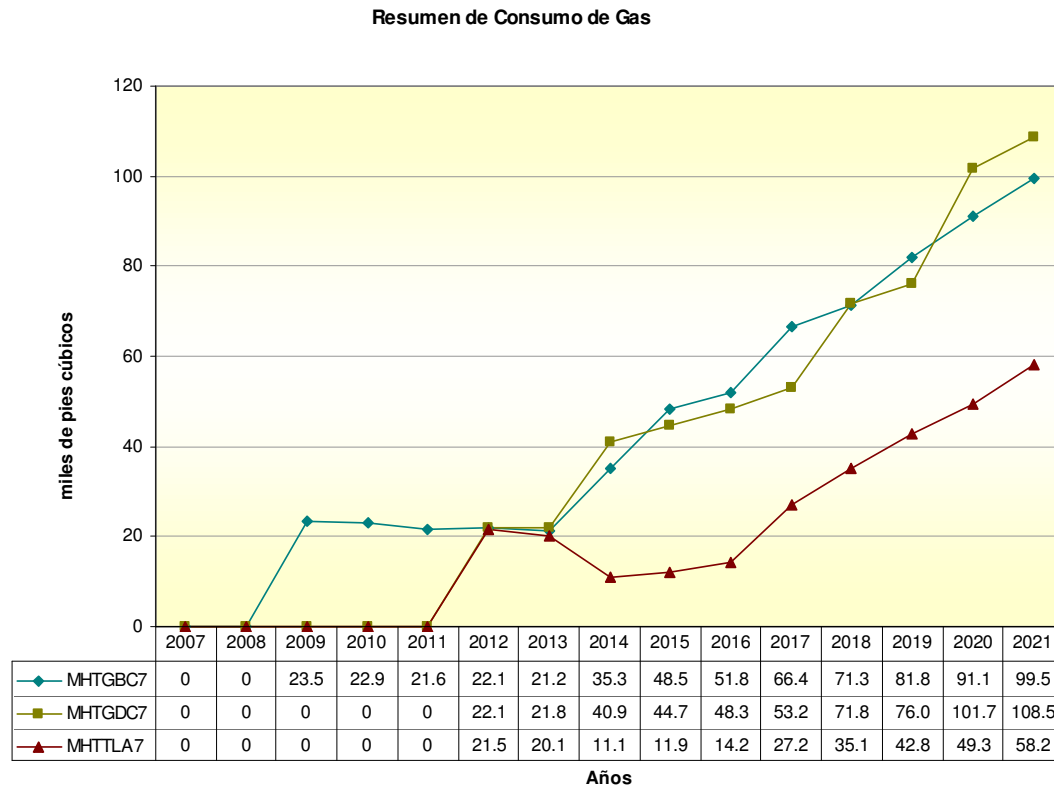
El Gráfico N° 1.4 permite realizar la comparación del consumo promedio diario de gas natural de los planes analizados que consideran el uso de este combustible en la expansión del sistema de generación. A través de este gráfico, se puede apreciar que el consumo promedio diario de gas natural en el caso con la incorporación de tecnología de gas natural suministrado por barcazas, la nueva generación entra antes que para los casos con suministro por gasoducto, razón por la cual del 2015 al 2017 el consumo es mayor que para el caso con gasoducto. En 2020, el consumo del combustible en el caso con gasoducto es el mayor debido al ingreso de 250 MW correspondientes a un ciclo combinado, mientras que en el caso con barcazas no entra nueva generación a gas en los dos últimos años del periodo. En este mismo año, a pesar de que entra una turbina de gas, el consumo no llega a alcanzar el de los otros dos casos.

Al analizar el consumo promedio de gas natural por día para los casos que consideran el uso de un gasoducto para transportar el combustible, encontramos que, a los precios utilizados de gas, no se justifica un gasoducto entre Colombia y Panamá hasta después de 2018 (MHTGDC7) y 2019 (MHTTLA7), puesto que no



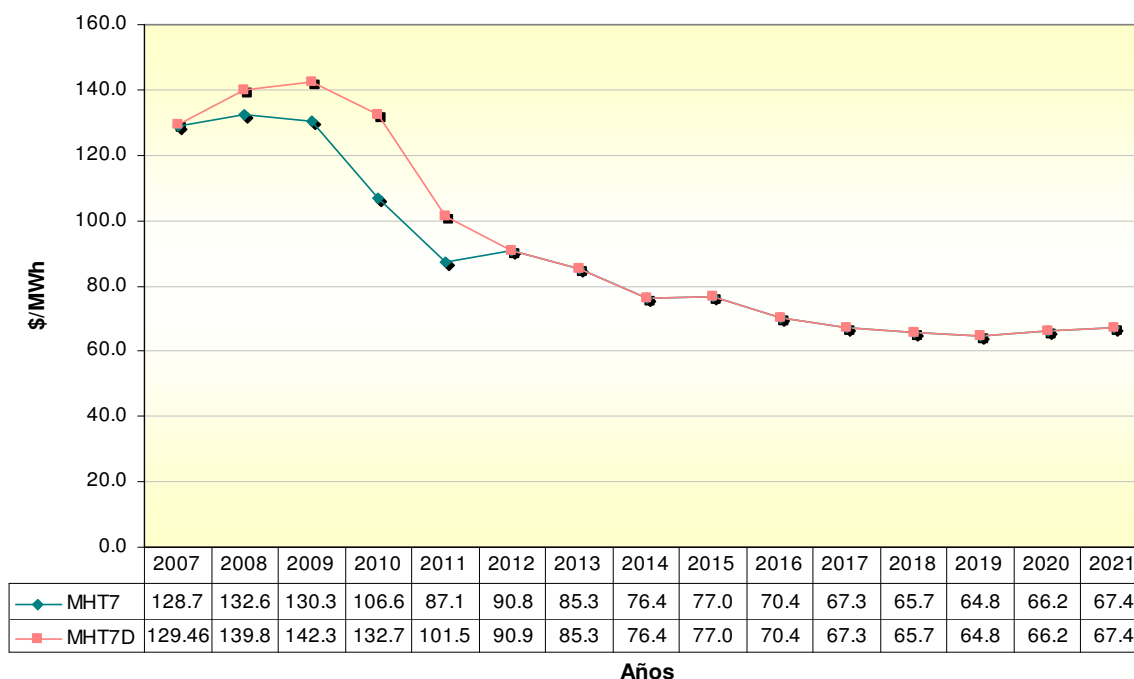
se supera el umbral de 70,000 pies cúbicos diarios necesario para justificar tal inversión antes de los años señalados.

GRAFICO No. 1.4: Consumo de gas natural de los planes evaluados



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

**1.8** Para el caso hidrotérmico se analizó la posibilidad de que el proyecto Changuinola I se atrase un año, incorporándose en el 2011, y que el proyecto Pana Power se incorpore completo en el 2012. Como se puede apreciar en el Gráfico N° 1.5 los costos marginales aumentan entre el año 2008 y el 2011 en un rango de entre 7 \$/MWh y 26 \$/MWh. Este aumento en los costos marginales indican la importancia de que el proyecto Changuinola I entre en operación en el año 2010, tal como está previsto debido a que este atraso resulta más crítico para sistema.

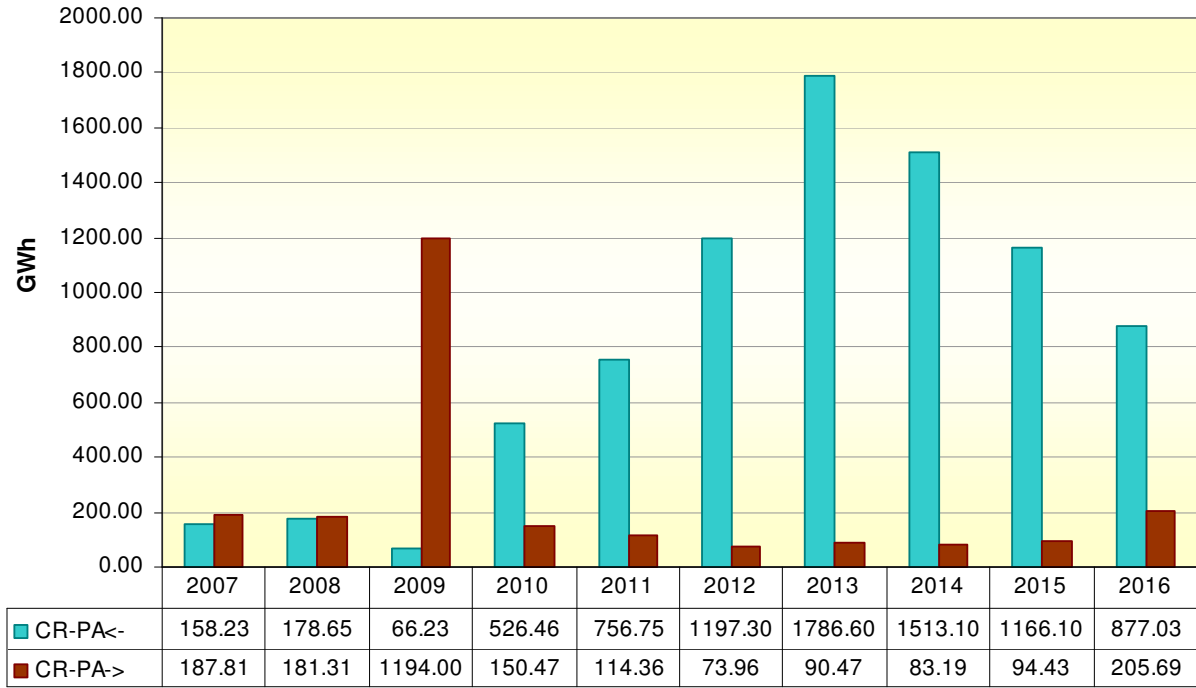
**GRAFICO N° 1.5: Costos Marginales con retraso del Proyecto Changuinola I al 2011 y el Proyecto Pana Power al 2012**


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

**1.9** El Gráfico N° 1.6 presenta para el plan hidrotérmico los intercambios con los países de la región centroamericana para el período 2007 - 2016. Para esta evaluación, se consideró el plan de expansión más reciente de los otros cinco países de la región, tomando como referencia el estudio realizado por el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR) para el período de 2007 al 2021. En cuanto a nuestro país, se utilizó el caso hidrotérmico (REGMHT7) y el caso hidrotérmico con gas natural comprimido transportado por barcaza (REGMHTGB7) que se obtuvieron en el presente estudio. Como puede apreciarse, Panamá importa energía en el 2009, a causa de que en los años previos no se incrementa el ingreso de nueva generación, de tal forma que la capacidad firme del parque de generación no supera la demanda máxima estimada.

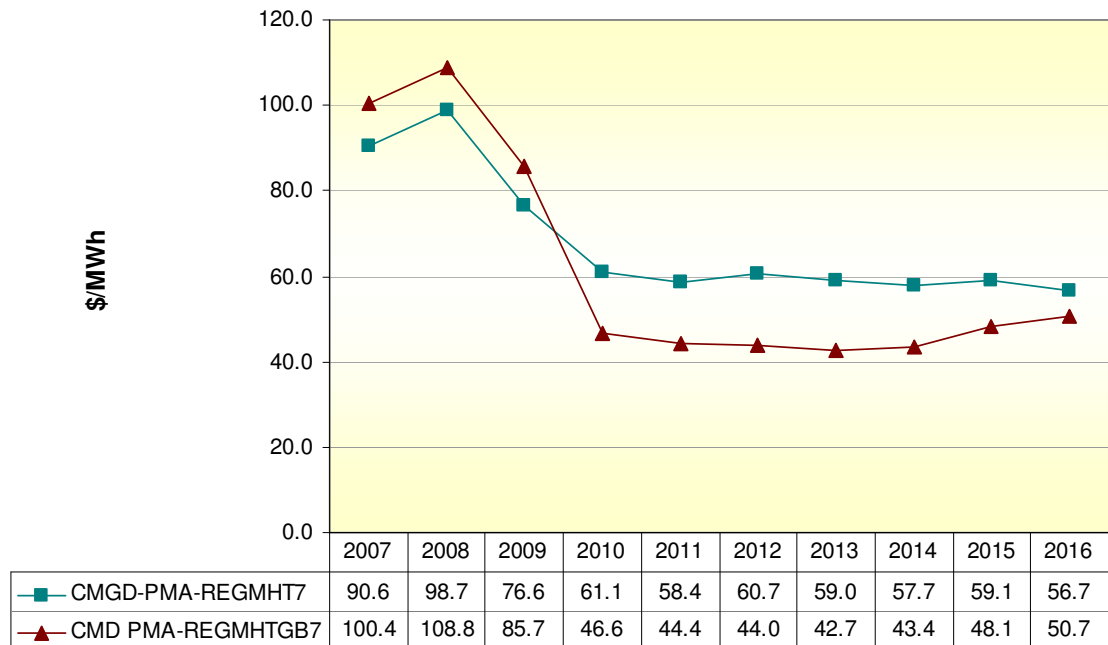
A partir del 2010 y hasta el final del horizonte, nuestro país se vuelve principalmente exportador de energía hacia la región centroamericana. Observe el elevado monto de exportaciones en 2013, el mayor valor de todo el periodo estudiado. Los costos marginales panameños inferiores a los del resto de la región para el final del periodo estudiado ocasionan este comportamiento en los intercambios con la región centroamericana. En el Gráfico 1.7 puede apreciarse el comportamiento del costo marginal de Panamá bajo este estudio regional, para los planes nacionales hidrotérmico y con gas natural.

GRAFICO N°. 1.6: Intercambios entre Panamá y Costa Rica para el Caso REGMHT7



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

GRAFICO N°. 1.7: Costo Marginal de Demanda de Panamá para los Casos REGMHT7 y REGMHTGB7



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

**1.10** Se hicieron sensibilidades al caso MHT7, las cuales consideran el atraso de proyecto Changuinola I, atraso del proyecto Pana Power, además de otra donde se consideran tanto el atraso de el proyecto Changuinola I y el proyecto Pana Power y, por último, se consideró otra sensibilidad en donde el Ciclo Combinado de Bahía Las Minas (BLM) genera con gas natural transportado por gasoducto a partir del 2012. Para el caso MHTGDC7 se supuso que la entrada del gas natural por gasoducto no se da antes del 2021 por lo que las plantas a gas utilizarían como combustible el diesel. En cuanto al Carbón se considero para el año 2014 la incorporación de 250 MW de esta tecnología. Esta responde al Memorando de entendimiento entre el Estado y la empresa privada. Los resultados de cada una de estas sensibilidades se presentan en el texto del Informe.

**1.11** Para cada uno de los planes de expansión en la cuales aparecen módulos de expansión de 250 MW se evaluó su operación dentro de un escenario regional para lo que se considero la base de datos actualizada al 2006 del Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR). Todos los casos muestran un incremento en el factor de planta lo que sustenta su mayor producción a nivel regional. En mayor medida este efecto se observa en las plantas térmicas Pana Power, Pan Am y Pacora.

**1.12** Se llevaron a cabo análisis de riesgo de los planes hidrotérmico y con gas en relación al crecimiento de la demanda. Se utilizaron para el efecto los criterios de Savage. El criterio de Savage no requiere hacer suposiciones sobre las probabilidades de ocurrencia de los escenarios. Se observó que el plan de Gas con Gasoducto tiene menos riesgo que el Hidrotérmico frente a la ocurrencia de los escenarios de crecimiento de la demanda alta. El plan Hidrotérmico, sin embargo, presenta menos riesgo frente a la disponibilidad del gas. Igualmente se considero el impacto del incremento en los precios del combustible y la posibilidad de la instalación de una planta térmica debido al atraso de los proyectos hidroeléctricos con fecha de entrada entre el 2009 y el 2011.

**1.13** Para los cinco casos analizados se evaluaron el auto-sostenimiento financiero, la rentabilidad del inversionista y se hizo una evaluación a precios económicos de los proyectos nuevos del plan de expansión.

#### **1.13.1 Autosuficiencia Financiera**

De los cinco (5) planes de expansión analizados, es de destacar que, de exigirles una tasa financiera mínima de 12% a los proyectos hidroeléctricos, la mayor parte no son rentables por sí mismos, debido en gran parte al monto de la inversiones directas y al efecto de precios marginales muy bajos en los ingresos de retorno de los proyectos. En el caso de los proyectos térmicos, la situación no es muy diferente, más de la mitad de las centrales de cada plan no son autosuficientes por sí mismos, presentan tasas de recuperación menores. El resto de los proyectos térmicos presenta tasas que superan levemente la tasa de aceptación, con la

excepción de la conversión del Ciclo Combinado de BLM como Ciclo Combinado a Gas Natural de 160 MW.

En conclusión la mayor parte de los proyectos propuestos, con especial énfasis en los proyectos hidroeléctricos de altos montos de inversión, requieren del apalancamiento financiero, para ver si superan la tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR) de 12%.

### 1.13.2 Evaluación del Inversionista

El análisis del inversionista, refleja que los fondos de los inversionistas tienen buenos retornos en todos los proyectos hidroeléctricos derivados del Plan de Expansión Hidrotérmico (MHT7). Con respecto al Caso MHTCB7, los proyectos hidroeléctricos muestran valores de aceptación positivos, exceptuando el proyecto

Monte Lirio. En ambos planes los proyectos térmicos superan los criterios de aceptación.

Muy por el contrario, en los tres planes en que participa el gas natural en su calidad comprimida (traído en barcazas) o por gasoducto la mitad de los proyectos hidroeléctricos no superan los índices de aceptación. Solo los proyectos Gualaca, Bajo Mina, El Sindigo y Mendre presentan indicadores aceptables en todos los planes.

Con respecto a los proyectos térmicos de los planes, con la excepción del plan considerando el transporte de gas natural por gasoducto (MHTGDC7), todos los proyectos son rentables de acuerdo a la evaluación estricta de los criterios de decisión privada. Sus tasas de retorno y montos de VPN varían, pero logran tasas de retorno que en el peor de los casos es de 13 % y en promedio su rentabilidad fluctúa alrededor de 20%.

### 1.13.3 Enfoque Social de los Proyectos

Para efectos de este análisis, no se debería descartar ninguno de los planes evaluados, pero consecuente con las señales, se deben reevaluar aquellos proyectos que no cumplan con los indicadores de aceptación, pues desde el punto de vista de la sociedad los recursos requeridos para su implementación pueden ser utilizados con mayor eficiencia en otros proyectos.

Solo dos de las variantes del Plan de Expansión de Generación, son completamente rentables para el país desde el punto de vista de la mejor asignación de los "recursos escasos" como lo es el capital, representado por las divisas necesarias para la implementación de los proyectos, los casos MHT7 y MHTCB7.

Los otros tres planes en que se incluyen como insumo el gas natural en su forma comprimida o por medio de un gasoducto, presentan algunos proyectos que no superan indicadores de eficiencia económica (Casos MHTGBC7, MHTGDC7 y MHTTLA7). En estos tres casos, dos (2) o tres (3) proyectos hidroeléctricos no superan los criterios de decisión económica, aunque de aceptarse los casos, su participación negativa en la expansión del sistema es mínima. En el peor de los casos, el Plan de Expansión con gasoducto (MHTGDC7), la tercera central de Ciclo Combinado a Gas Natural de 250 MW, planificada a entrar en el años 2020 no cumpliría significativamente con los indicadores de aceptación económica, pues los otros dos proyectos hidroeléctrico y térmico son marginalmente aceptables, o sea 250 MW del total de 1630 MW, un 15% del Plan, en su último año.

También es necesario destacar que el análisis económico realizado ha omitido la inclusión del concepto de "*externalidades económicas*" de los proyectos candidatizados, ya sean positivas o negativas. La medición o valorización de

impactos no tangibles o no transados comercialmente, como la contaminación o pureza ambiental, la soberanía o seguridad energética, son algunos de los temas que no fueron considerados en el análisis.

En especial, no se valorizó la ventaja comparativa ambiental que tiene la utilización del gas sobre el carbón, al igual que la utilización de una fuente renovable no tradicional como la eólica sobre las otras fuentes. Mecanismos, que a lo interno de los planes actualmente evaluados pueden presentar aristas interesantes. En suma, los proyectos solo fueron analizados sobre su impacto en el consumo o en su defecto la liberación de recursos - insumos, materias primas y factores de producción - en la inversión y operación, a través de la utilización de los precios cuenta.

#### **1.14 Conclusiones Finales**

Es importante resaltar que se utilizaron para los proyectos hidroeléctricos los costos proporcionados por sus promotores, muchas veces basados en actualizaciones contables de los obtenidos por estudios de factibilidad del antiguo Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). Esquemas alternativos de desarrollo y mejoras tecnológicas tienen el potencial de reducir los costos de los proyectos y mejorar su rentabilidad.

Desde el punto vista de la autosuficiencia financiera de los proyectos, en ninguno de los cinco (5) casos evaluados, la totalidad de los proyectos incluidos se financian a sí mismos. Esto apunta a la necesidad de un apalancamiento financiero para lograr la implementación exitosa de todos los proyectos que conforman los casos evaluados.

Con base en criterios netamente financieros, en los cuales se basa la decisión de los inversionistas, solo los casos que no incluyen gas natural en cualquiera de sus formas GNC (gas natural comprimido) y GN vía Gasoducto, la totalidad de los proyectos son rentables. (MHT7 y MHTCB7)

Los planes basados en escenarios con gas presentan costos marginales bajos a lo largo del horizonte de estudio, que no producen para algunos proyectos los retornos mínimos requeridos. Por consiguiente, se deduce que costos marginales bajos no satisfacen los requerimientos de los inversionistas, con lo cual muchos proyectos resultan no rentables desde el punto de vista de los promotores. Con lo cual se demuestra que las rentabilidades de los proyectos analizados, dependen directamente del horizonte de costos marginales a que enfrentarán en sus primeros años de operación.

Cuando el carbón compite con el gas natural, en cualquiera de las dos variantes contempladas, las opciones de generación con base en el carbón no tienen entrada, dado el diferencial de precios de los combustibles y el alto monto de las inversiones requeridas para su explotación. Por consiguiente, la utilización acertada de las relaciones de precios de los combustibles en tiempo y lugar, "validará o no" las conclusiones de esta evaluación.

Desde el punto de vista de la sociedad, casi todos los proyectos hidroeléctricos de expansión son rentables en los planes, con la excepción del Proyecto Hidroeléctrico Pedregalito, el cual no soporta bajos costos marginales del sistema, por lo que requerirá de modificaciones del propio proyecto con el fin de lograr alcanzar los criterios de decisión requeridos en presencia del gas. Con respecto a los proyectos térmicos, el caso con gas vía gasoducto no favorece la totalidad de los proyectos. Los ciclos combinados que entran a operar en los años 2018 y 2020 no recuperan la totalidad de los insumos invertidos desde el punto de vista social. Por lo cual el caso con gasoducto no supera el análisis social.

Finalmente, es de destacar que de la inclusión de la fuente renovable no tradicional como la eólica, en un caso de evaluación, el MTTLA7, se colige una primera deducción, que este tipo de proyecto es viable, bajo la metodología de análisis utilizada para evaluar los proyectos hidroeléctricos y térmicos convencionales. Aparentemente, esta fuente puede competir con las otras opciones de generación, en las condiciones de mercado actuales, aun sin que reciba "un empujón", reflejado en incentivos especiales y específicos, adicionales a las recibidas por las otras fuentes.

## Capítulo 2: Introducción

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), tiene la responsabilidad de elaborar el Plan de Expansión de Generación para el Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997. Este plan de expansión es de carácter indicativo.

El Plan de Expansión de Generación está basado en criterios y políticas establecidas para la expansión del Sistema Interconectado Nacional a largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean suficientemente flexibles y adaptables a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras, ambientales y que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por la 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 deben suministrar a la Empresa de Transmisión Eléctrica la información necesaria para preparar anualmente este plan de expansión.

En el presente documento se exponen los resultados correspondientes a la revisión y actualización del plan para el periodo 2007 – 2021, con especial énfasis en el establecimiento de los requerimientos de suministro de potencia y energía del sistema. Para tal efecto, se consideraron los siguientes antecedentes vigentes a saber:

- Resolución AN N° 372-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, del 30 de octubre de 2006, mediante la cual se aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2006.
- Solicitud de información para la elaboración del Plan de Expansión, hecha a los agentes en enero de 2007.
- Definición de política y criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional, emitidos por la Comisión de Política Energética (COPE).

Se obtienen planes indicativos para cada uno de los escenarios establecidos por COPE. Se llevan a cabo análisis de riesgo de estos planes bajo diferentes hipótesis de crecimiento de la demanda y disponibilidad del gas natural. Para los planes seleccionados se llevan a cabo evaluaciones económicas social y privada de los proyectos que se incorporan, cuantificando su rentabilidad económica y del inversionista.



## Capítulo 3: Criterios y Parámetros

### a. Criterios Generales.

Los planes de expansión de mínimo costo seleccionados se obtienen a partir de diferentes tipos de estudios.

### b. Criterio de Mínimo Costo.

Como se indicó anteriormente, los planes que se obtienen son de mínimos costos totales (costos de inversión y de operación y costos de mantenimiento fijos y variables), traídos a valor presente. Adicionalmente, estos planes deben satisfacer los criterios establecidos de confiabilidad de potencia y de energía.

### c. Costo Incremental Promedio de Largo Plazo

El Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP) representa el costo de largo plazo de servir una unidad adicional de demanda. Se calcula para un plan de expansión dado como la relación entre los incrementos anuales de costos totales (inversión, fijos y variables de operación y mantenimiento), actualizados al año referencial y los incrementos anuales de demanda, igualmente actualizados al año referencial. La tasa de actualización que se utiliza debe ser la misma tasa de descuento que se usó en el plan.

### d. Criterio de Confiabilidad.

Los criterios de confiabilidad utilizados son los siguientes:

#### Energía:

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

#### Potencia:

En el documento Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional elaborado por COPE se establece una reserva de 100 MW.

### **e. Costo de Racionamiento de Energía.**

Se establece para esta revisión del Plan de Expansión 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.

### **f. Parámetros Técnicos y Económicos.**

A continuación se listan los parámetros aplicables a este estudio de expansión:

- Dos escenarios de crecimiento de demanda máxima y de energía neta (Demanda Alta y Demanda Media), con base en los pronósticos realizados por ETESA, presentados a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos en enero del 2007, en el Compendio de Estudios Básicos.
- Un horizonte de planeamiento de 15 años a partir de 2007, con un periodo de extensión de 1 año.
- Se utilizan costos de mercado para las inversiones.
- Para el pronóstico de precios de combustibles se utilizó el promedio de los precios mensuales publicados por el Ministerio de Comercio e Industria para el año 2006 y se aplicaron las tendencias del EIA/US DOE (Energy Information Agency / United States Department of Energy) de mediano plazo para proyectar las variaciones del precio.
- Una tasa de descuento del 12%.

### **g. Criterios para Análisis Eléctricos**

El Sistema Interconectado Nacional debe cumplir con las normas de calidad de servicio contenidas en el Título VI: Normas de Diseño del Sistema de Transmisión del “Reglamento de Transmisión”.

#### **NIVELES DE TENSIÓN**

#### **ESTADO ESTABLE**

En condiciones de estado estable de operación, los prestadores del Servicio Público de Transmisión, deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión:

Nivel de Tensión	Vigencia de la norma:	
	Periodo 4 A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	Periodo 5 A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 5.0 %	± 5.0 %
230 kV	± 3.0 %	± 5.0 %

Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, los que prestan el Servicio de Transmisión deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión:

#### CONTINGENCIA

Nivel de Tensión	Vigencia de la norma:	
	Periodo 4 A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	Periodo 5 A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 7.0 %	± 7.0 %
230 kV	± 5.0 %	± 7.0 %

Se entiende por contingencia simple a aquellas fallas que afecten un solo elemento serie del Sistema Principal de Transmisión.

#### CRITERIO DE CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las capacidades de las líneas de transmisión deben cumplir con las normas publicadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) en el Reglamento de Operación, Tomo II, Manual de Operación y Mantenimiento.

MOM.1.38 Criterio de Cargabilidad Normal en líneas. Las líneas de transmisión no deberán operarse a más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema. Por criterios de seguridad de áreas o estabilidad, debidamente justificados con estudios de red, se podrá establecer un límite menor.

MOM.1.39 Criterio de Cargabilidad en emergencia en líneas. En condiciones de emergencia las líneas podrán ser sobrecargadas por periodos máximos de quince (15) minutos. Se permite que los conductores operen a una temperatura máxima de 90°C pero limitada a un tiempo total de 300 horas durante su vida útil.

### 3.3 CRITERIOS ADICIONALES

Adicionalmente se considerará, para los efectos del estudio, que los demás elementos del SIN cumplen con las premisas básicas de operación establecidas en el Capítulo vii.2: OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO, del REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, esto es:

Las empresas de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 kV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los siguientes “valores tolerados” del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple:

HORARIO	Vigencia de la norma:		
	Periodo 2 A partir del 1 de enero de 2003 hasta el 30 de abril de 2005	Periodo 3 A partir del 1 de mayo de 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006	Periodo 4 A partir del 1 de enero de 2007
Horas de Valle Nocturno de: 10:00 p.m. a 5:00 a.m.	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)
Resto del día	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.90(+)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)

Nota: 0.XX(-) indica un factor de potencia atrasado (inductivo).

0.YY(+) indica un factor de potencia adelantado (capacitivo).

Las empresas generadoras deberán operar sus centrales dentro de los límites fijados por sus curvas de capacidad, a los efectos de suministrar o absorber la potencia reactiva que resulte de una correcta y óptima operación del sistema eléctrico. Las empresas generadoras están obligadas a cumplir con los siguientes requerimientos:

- a) Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración.
- b) Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos.
- c) Mantener la tensión en barras que le solicite el Centro Nacional de Despacho, dentro de su zona de influencia de acuerdo a la normativa vigente.
- d) El no cumplimiento de estas prestaciones significará la aplicación de un recargo de acuerdo a la metodología descrita en el presente Reglamento.

Se proponen entonces criterios básicos para la operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Para establecer estos criterios técnicos se ha tomado como referencia lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

#### Estado Estacionario

La tensión en barras, para cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para la empresas distribuidoras y grandes clientes, no debe ser inferior al 95%, ni superior a 105% del valor nominal de operación.

Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidora y grandes clientes, la tensión no debe ser inferior al 93%, ni superior a 107% del valor nominal de operación.

Con posterioridad a la ocurrencia de cualquier contingencia en el Sistema Principal de Transmisión, se deberá asegurar en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidora y grandes clientes, que la tensión no debe ser inferior al 85%, ni superior a 120% del valor nominal de operación, con una duración de un minuto contado a partir de la contingencia.

La tensión máxima permitida en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será de 1.15 p.u.

No se permiten sobrecargas en las líneas ni en los transformadores. La cargabilidad de los transformadores se determina por su capacidad nominal en MVA.

#### Estabilidad

El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión; con despeje de la falla por operación normal (en interruptores de 230 kV 66 msec, y en interruptores de 115 kV 150 msec) de la protección principal.

Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 500 ms.

Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, las tensiones en las barras del Sistema de Transmisión deben estar en el rango de 0.93 a 1.07 p.u.

Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema, deberán ser amortiguadas.

No se permiten valores de frecuencia inferiores a 58.0 Hz ni mayores a 62 Hz durante los eventos transitorios. La consideración de 58.0 Hz se debe a que las Maquinas Térmicas del SIN están configuradas en este valor.

Al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores, el cambio de la tensión en el transitorio, deberá ser inferior a 5% de la tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación.

## Capítulo 4: Pronóstico de Demanda

De acuerdo a lo estipulado en el Reglamento de Transmisión aprobado por la Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005, ETESA debe elaborar el Pronóstico de Demanda y el mismo debe incluir los datos, detalles metodológicos y los resultados intermedios y finales respecto al pronóstico de energía - potencia a nivel del Sistema Principal de Transmisión y su desagregación al nivel de barras del mismo, en un todo de acuerdo con los requerimientos de los distintos estudios del Plan de Expansión. Para cumplir con esta tarea, ETESA, en esta ocasión, ha utilizado un modelo basado en regresión lineal para pronosticar la demanda eléctrica de Panamá para los próximos quince años.

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

Los escenarios se basan en la probabilidad de evolución de la demanda de energía eléctrica de la República de Panamá como resultado de un análisis econométrico en el que se considera el crecimiento económico, el proceso tecnológico, los precios y la situación política del país; variables que influyen de diverso modo en la demanda del servicio eléctrico.

A mediano y largo plazo, en Panamá se vislumbran macro proyectos de gran impacto en el crecimiento económico, como el ensanche o ampliación del Canal de Panamá, potabilizadoras, puertos, cementeras, refinerías y proyectos de generación hidroeléctrica, entre otros, cuyos efectos sobre el PIB no se han cuantificado. Las consultas a las entidades relacionadas con estos temas informan que los datos de mano de obra, salarios, montos de inversión u otras variables que permitirían deducir algún nivel de impacto, aún no están disponibles, por lo que no se incluyeron en el análisis de este pronóstico de demanda. Sin embargo, históricamente se ha constatado que la ejecución de macro proyectos, como los señalados, tienen grandes impactos en el PIB, llevándolo a crecimientos superiores al 5%.

El Gráfico N° 4.1 presenta las proyecciones de producción de energía para el período 2007 - 2021, de los escenarios de crecimiento medio y alto. Podemos observar en esta gráfica que para la demanda media se tiene un porcentaje de crecimiento estimado del 2007 al 2021 de 5.0%, mientras que para la demanda alta se tiene 5.4%.

El Gráfico N° 4.2 presenta las proyecciones de demanda máxima de potencia del período 2007 – 2021, para ambos escenarios de crecimiento: medio y alto. Para la demanda media tenemos un porcentaje de crecimiento de 5.0%, mientras que para demanda alta obtenemos 5.4% para este período.

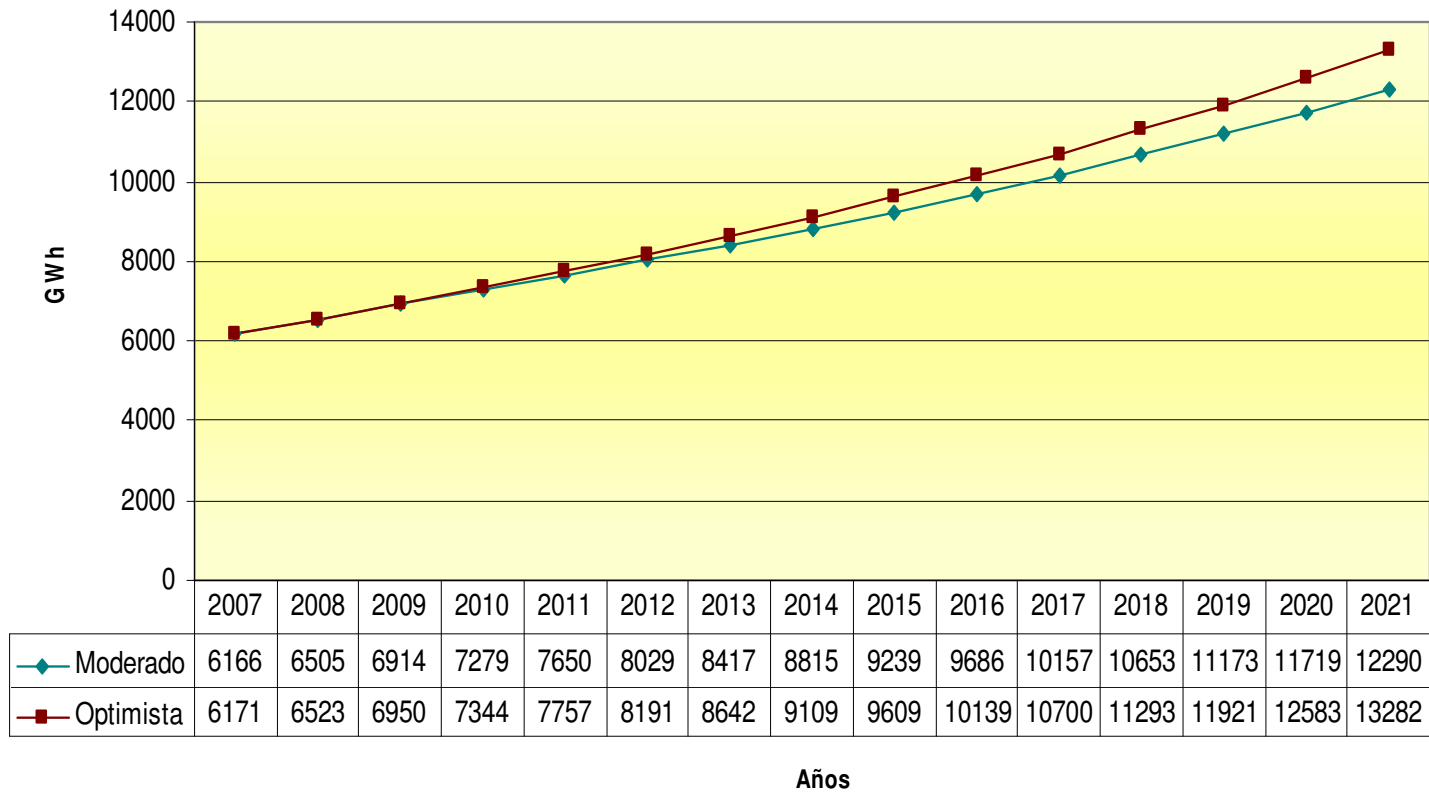
Es importante aclarar que esta proyección de demanda refleja la demanda máxima que atiende los requerimientos del consumo nacional excluyendo el autoconsumo de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) e intercambios (importación y exportación).

Cabe destacar que este capítulo presenta un extracto de la sección de Pronóstico de Demanda del Compendio de Estudios Básicos, editado por ETESA y entregado en enero del presente año a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y a los agentes, como lo determina el Reglamento de Transmisión.



GRAFICO N°. 4.1: Pronóstico de Producción de Energía

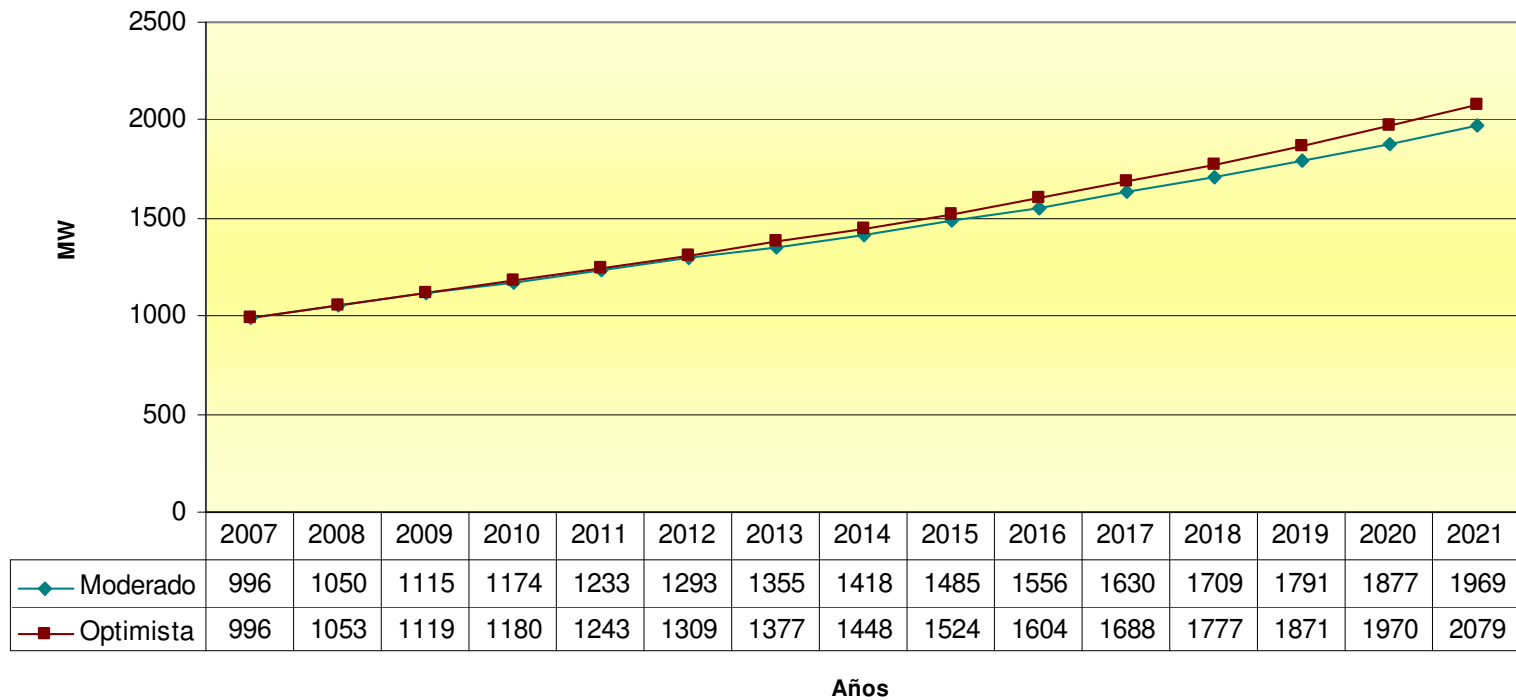
**Pronóstico de Energía de Panamá**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

GRAFICO No.4.2: Pronóstico de Demanda Máxima

**Pronóstico de Potencia de Panamá**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

## Capítulo 5: Sistema de Generación Existente

La generación de los Agentes Productores del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá y de las pequeñas centrales eléctricas propiedad de las Distribuidoras conforman la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Actualmente, el parque de generación cuenta con 1,297 MW, cifra que no considera las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) ni los sistemas aislados.

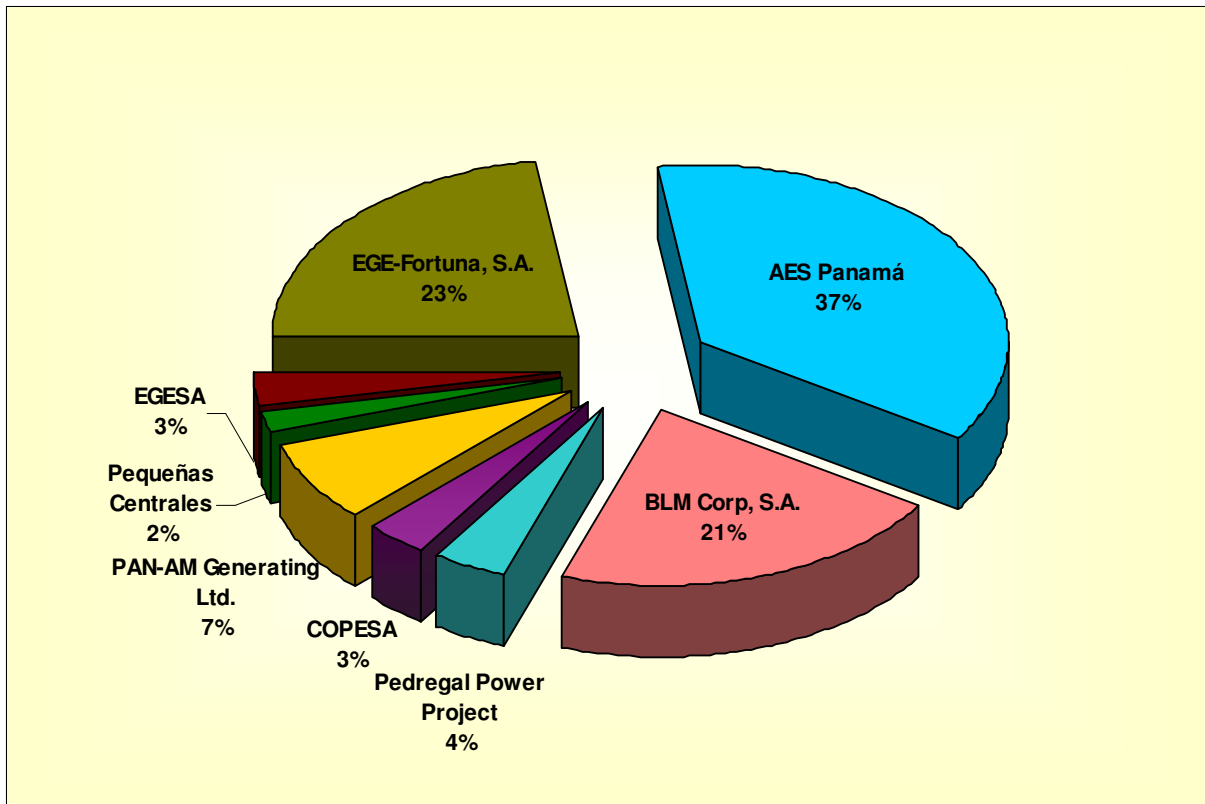
En el Cuadro N° 5.1 se detallan los diferentes agentes actuales con su capacidad instalada (MW), mientras que en el Gráfico N° 5.1 se muestra la distribución porcentual de los mismos en el sistema.

CUADRO N° 5.1: Capacidad Instalada Sistema Interconectado Nacional

AGENTE GENERADOR	CAPACIDAD INSTALADA	%
	MW	
EGE-Fortuna, S.A.	300.00	22.7
AES Panamá	481.95	36.4
BLM Corp, S.A.	280.00	21.2
Pedregal Power Project	53.53	4.0
COPESA	44.00	3.3
PAN-AM Generating Ltd.	96.00	7.3
Pequeñas Centrales	26.00	2.0
EGESA	41.80	3.2
<b>TOTAL (MW)</b>	<b>1323.28</b>	<b>100.0</b>

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

**GRAFICO N° 5.1 Porcentaje de Participación de los Agentes**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

## 5.1. SISTEMA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICO

Cuatro de las cinco principales hidroeléctricas existentes de la República de Panamá están localizadas en la provincia de Chiriquí: La Estrella, Los Valles y Estí (centrales de pasada) y Fortuna, la central más importante del sistema. Hacia el lado este de la provincia de Panamá se encuentra Central hidroeléctrica Bayano la cual posee el embalse de mayor tamaño en nuestro país.

Es importante señalar que las centrales La Estrella y Los Valles, propiedad de la empresa AES Panamá, son parte de un proyecto de re-potenciación de dos etapas. Para el presente estudio, se consideró este proyecto de re-potenciación, quedando la central hidroeléctrica La Estrella con 47.20MW y la central hidroeléctrica Los Valles con 54.75 MW de capacidad instalada.<sup>17</sup> En el Cuadro N°5.2 se muestran las plantas hidroeléctricas existentes.

<sup>17</sup> La fecha de culminación de los trabajos de repotenciación de estas centrales es mayo del 2007. Información entregada a ETESA por AES Panamá. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

Adicionalmente, existen plantas hidroeléctricas de capacidades menores y que operan del lado de las distribuidoras, las cuales se detallan en el Cuadro N° 5.3.

## 5.2. SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO

El principal plantel térmico se localiza en la provincia de Colón, Bahía Las Minas. En la provincia de Panamá se ubican el resto de las plantas térmicas. En el lado oeste de la ciudad de Panamá se encuentra PAN-AM y al lado este se localizan COPESA y PEDREGAL. Cabe resaltar que en marzo del 2007 se incorpora al Sistema Interconectado Nacional, las Turbinas de Gas propiedad de la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA) con una capacidad instalada de 41.8 MW. En el Cuadro N° 5.2 se muestran las plantas térmicas existentes.

Adicionalmente, existen plantas termoeléctricas de capacidades menores, que operan del lado de las distribuidoras y que se detallan en el Cuadro No.5.3.

CUADRO N° 5.2 Sistema de Generación Existente

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	RENDIMIENTO (Gal/MWh)	CAPACIDAD EFECTIVA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)
EGE-Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica		284	300.00
AES Panamá	Bayano	Hidroeléctrica		160	260.00
AES Panamá	La Estrella	Hidroeléctrica		15	47.20
AES Panamá	Los Valles	Hidroeléctrica		15	54.75
AES Panamá	Estí	Hidroeléctrica		112	120.00
BLM Corp, S.A.	BLM-2	Termoeléctrica	86.07	32	40.00
BLM Corp, S.A.	BLM-3	Termoeléctrica	80.58	32	40.00
BLM Corp, S.A.	BLM-4	Termoeléctrica	81.62	32	40.00
BLM Corp, S.A.	Ciclo Comb.BLM	Termoeléctrica	64.83	135	160.00
Pedregal Power Project	PPP	Termoeléctrica	57.1	52	53.53
COPESA	Copesa	Termoeléctrica	72.22	43	44.00
PAN-AM Generating Ltd.	Pan_Am	Termoeléctrica	59.66	92	96.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	109.14	18	41.80

<b>Total (MW)</b>	<b>1021</b>	<b>1297</b>
-------------------	-------------	-------------

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

### 5.3. PEQUEÑAS CENTALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS

Las pequeñas centrales son aquellas plantas 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 generador). A continuación en el Cuadro N°5.3 se muestran las centrales pequeñas existentes.

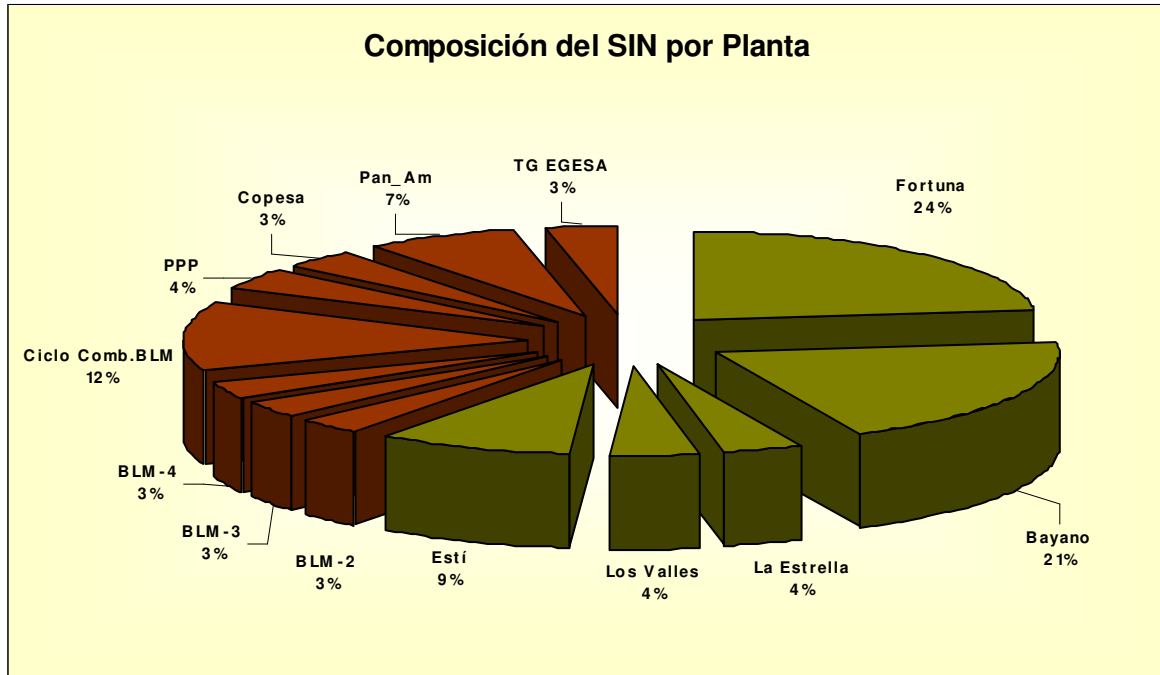
CUADRO N°5.3: Pequeñas Centrales

AGENTE DE MERCADO	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	CAPACIDAD INSTAL. KW
EDEMET	La Yeguada	Hidroeléctrica	7,000.00
EDECHI	Dolega	Hidroeléctrica	3,120.00
EDECHI	Macho de Monte	Hidroeléctrica	2,400.00
Arkopal_EDECHI	Arkopal	Hidroeléctrica	675.00
Hidro Panamá_EDEMET	Antón 1,2	Hidroeléctrica	2,800.00
EDEMET	Capira	Termoeléctrica	5,500.00
EDEMET	Chitré	Termoeléctrica	4,500.00
Café de Eleta, S.A.	Candela	Hidroeléctrica	540.00
<b>TOTAL (KW)</b>			<b>26,535.00</b>

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

De los 1,297.0 MW instalados en la República de Panamá, 782 MW corresponden a plantas hidroeléctricas y 515 MW a plantas térmicas, lo que produce un total de 60% para las hidroeléctricas y de 40% para las termoeléctricas. En el Gráfico No.5.2 se muestra la composición porcentual de ambos tipos de centrales en el sistema panameño.

GRAFICO N° 5.2: Composición porcentual de plantas hidroeléctricas y termoeléctricas



#### 5.4. AUTOGENERADORES

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

Para fines del presente estudio, el único Autogenerador declarado es la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), con una capacidad instalada de 173.5MW, de los cuales un 33.72% corresponde a plantas hidroeléctricas y el 66.28% restante a plantas térmicas.

El objetivo de la ACP es mantener el buen funcionamiento del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en ofertar sus excedentes de energía y potencia.

A continuación, se muestran en el Cuadro N°5.4 las unidades de generación de la ACP.

**CUADRO N°5.4: Unidades de generación de la ACP**

<b>NOMBRE DE LA PLANTA</b>	<b>TIPO</b>	<b>CAPACIDAD INSTALADA EN MW</b>
Gatún-1	Hidroeléctrica	3
Gatún-2	Hidroeléctrica	3
Gatún-3	Hidroeléctrica	3
Gatún-4	Hidroeléctrica	4.5
Gatún-5	Hidroeléctrica	4.5
Gatún-6	Hidroeléctrica	4.5
Madden-1	Hidroeléctrica	12
Madden-2	Hidroeléctrica	12
Madden-3	Hidroeléctrica	12
Miraflores-1	Termoeléctrica	10
Miraflores-2	Termoeléctrica	10
Miraflores-3	Termoeléctrica	22
Miraflores-4	Termoeléctrica	37
Miraflores-5	Termoeléctrica	18
Miraflores-6	Termoeléctrica	18
<b>Total (MW)</b>		<b>174</b>

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

## 5.5. RETIRO DE PLANTAS TÉMICAS

El estudio contempla un programa de retiro de unidades térmicas proporcionado por los Agentes Productores. En este plan se considera únicamente el retiro de las turbinas de gas de EGESA, como se muestra en el Cuadro N° 5.5.

**CUADRO N° 5.5: Programa de retiro de plantas térmicas**

<b>AGENTE GENERADOR</b>	<b>NOMBRE DE LA PLANTA</b>	<b>TIPO DE PLANTA</b>	<b>CAPACIDAD INSTALADA (MW)</b>	<b>AÑO DE RETIRO</b>
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	41.8	2017

Fuente: Información entregada a ETESA por los Agentes. Revisión del Plan de Expansión del 2007.



## Capítulo 6: Sistema de Generación Futuro

Ante la necesidad de contar en el futuro con alternativas viables a causa de los aumentos de precio de los derivados pesados del petróleo por efecto directo del incremento y especulación del crudo y la necesidad de mantener un sistema hidrotérmico para evitar el racionamiento de energía durante los periodos de sequía causados por el fenómeno de “El Niño”, es importante diversificar las fuentes de generación incluyendo alternativas como la turba, pequeñas, micro y mini centrales hidroeléctricas, centrales eólicas, centrales térmicas de carbón y de gas natural. Este último puede ser suministrada a través de barcazas o de un gasoducto.

Los altos precios de los combustibles para generación eléctrica tienen consecuencias directas en los costos de la generación térmica, por lo cual el país se encamina a la aplicación de una política energética para mejorar la oferta eléctrica, enfocada en mantener el costo final de la energía en niveles aceptables.

Uno de estos caminos viables es considerar en el mediano plazo, el aprovechamiento de los recursos naturales del país, maximizando su explotación y, en el largo plazo, el uso del carbón y del gas natural como los combustibles más adecuados para que, en conjunto con las innovaciones tecnológicas de ciclos combinados, motores de media velocidad y turbinas de gas de alta eficiencia, abaraten en lo posible los requerimientos térmicos de expansión del sistema.

En los puntos siguientes, se presentan los recursos naturales y las otras alternativas para la generación futura considerados en este plan.

### 6.1 RECURSOS NATURALES

#### 6.1.1 Potencial Eólico

Una evaluación preliminar del recurso eólico en Panamá, elaborada en 1981 muestra que las áreas con mayores recursos están en la Costa del Caribe y en los pasos de vientos a lo largo de la Cordillera Central. Los vientos Alisios cruzan transversalmente Panamá al igual que a la vecina Costa Rica, que a la fecha aprovecha en más de 60MW esta fuente de energía renovable.

En marzo del 2001, se presentaron los resultados del estudio “Desarrollo de la Energía Eólica en Panamá”, auspiciado por el Fondo para el Medio Ambiente Global (FMAM) y administrado en Panamá por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.<sup>18</sup>

---

<sup>18</sup> FMAM, es conocido en el ámbito mundial como Global Environment Fund (GEF)

El objetivo principal del Proyecto consistió en la identificación de las barreras que impiden el desarrollo de la fuente eólica como parte de la oferta eléctrica en Panamá, y el diseño y la implementación de un plan estratégico que considere el proceso de reestructuración del subsector.

Otros objetivos esperados eran:

- Valorar el potencial eólico en la República de Panamá, por medio un modelo atmosférico CLIMM (Modelo Mesoescala de Simulación Climática)
- Evaluar la factibilidad de generar electricidad en el ámbito comercial con esta fuente renovable
- Generar la información pertinente para la preparación y el diseño de una granja eólica, con el fin de implementar un proyecto piloto con apoyo del GEF y demostrar la factibilidad comercial de la fuente en Panamá.

Como resultado del objetivo del estudio, se analizaron las condiciones institucionales que dificultan el desarrollo de la energía eólica en el país y se elaboraron diversas recomendaciones para la mejora del entorno institucional. A continuación se presentan las barreras que impiden el desarrollo de la fuente eólica como parte de la oferta eléctrica, identificadas en el estudio:

- *Barreras Monetarias:*

- a. Limitaciones de recursos monetarios de inversionistas
- b. Limitaciones de recursos monetarios del sector eléctrico

- *Barreras tecnológicas:*

- a. Capacidad de transmisión, extensión de la red y distancia de sitios ventosos.
- b. Despacho económico: el modelo actual de despacho empleado por el Centro Nacional de Despacho está limitado en su capacidad de integrar sistemas de generación que están caracterizados por la fluctuación y la ausencia de pronóstico de la capacidad vigente. Utilizando el sistema existente, la generación eólica sería integrada como generación de pasada siempre y cuando se disponga de ella.

- *Barreras institucionales u organizacionales (incluso legales):*

- a. Modelo del Mercado Competitivo: la libre competencia entre las diversas fuentes de generación provocan que el aprovechamiento de la energía eólica esté ligada a la posibilidad de crear incentivos para el desarrollo de la misma, involucrando un impacto monetario macro-económico alto.
- b. Sistema tarifario para el uso de la red de transmisión
- c. Legislación existente: la introducción de incentivos para la producción de electricidad de energía eólica requiere una modificación de la vigente Ley N°6 puesto que, según lo establecido en su artículo 68, cualquier ventaja que se conceda a un generador, se deberá conceder a todos los generadores

existentes. Como esto está determinado por la Ley, un cambio de esta normal sería necesario para apoyar la fuente eólica.

d. Estabilidad de las regulaciones existentes

- *Barreras administrativas:*

a. La ausencia de requerimientos claros al desarrollador tiene incertidumbres asociadas, ya que el promotor debe poder estimar si su solicitud tendrá éxito.

- *Otras Barreras*

a. Barreras psicológicas de la comunidad

b. Experiencia local limitada de desarrolladores

c. Experiencia limitada del despacho de la energía eólica

Como conclusión, esta sección del estudio recomendó la implementación de un Plan Estratégico con actividades y metas a cumplir, que contemplarán todas las medidas identificadas que permitirán el desarrollo de la generación eléctrica, en el ámbito comercial en el país. (Informe de Estrategia y Análisis Institucional)<sup>19</sup>

Otros resultados del estudio fueron:

- Datos eólicos medidos y analizados en seis sitios con potencial eólico
- Mapa Eólico Nacional
- Borrador de Contrato de Compra de Energía para un parque eólico
- Viabilidad técnica-económica y financiera de un proyecto a nivel de perfil en el sitio de Cerro Tute, Distrito de Santa Fe, Provincia de Veraguas.

Se recomendó la instalación inicial en dos etapas de un parque eólico de 18 MW de capacidad total, cuyas condiciones de infraestructura permitan ampliaciones de la capacidad en razón de aprovechar el alto potencial de la zona.

El costo total del proyecto piloto se calculó en 21 millones de US\$, utilizando 24 aerogeneradores de 750 Kw a una altura de 45 metros de altura, con los cuales se espera lograr un total de 67.5 GWh con un factor de capacidad de 42.8 %.

El costo unitario estimado del parque a la fecha del estudio fue de 1,167 US\$/Kw, especialmente por el sobrecosto de la interconexión con el sistema eléctrico, ya que los proyectos eólicos, dadas las particularidades de la fuente, por lo general se encuentran alejados de la red de transmisión.

---

<sup>19</sup> Informe de Estrategias y Políticas para el Desarrollo de la En Eólica en Panamá, de marzo de 2002, por LAHMEYER INTERNACIONAL, bajos auspicios de PNUD- GEF

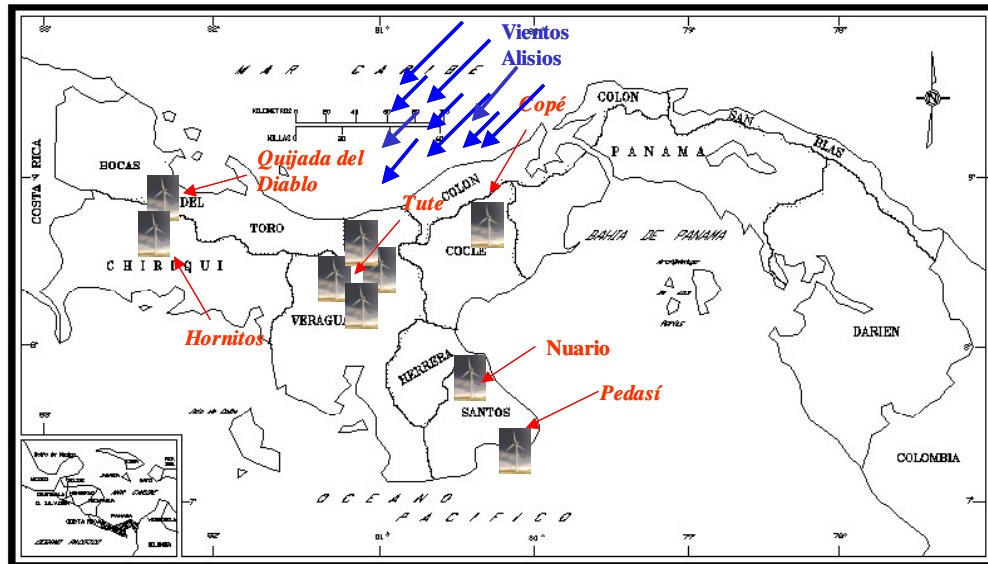
Utilizando como precio el costo nivelado de la energía eléctrica menor a 45.5 US\$/MWh, y un probable apoyo no reembolsable del GEF por un monto equivalente a dos millones de dólares se estimó una tasa interna de rendimiento económico (TIRE) de 28.71%.

Como resultado general del estudio, y bajo el supuesto de que la capacidad de transmisión eléctrica del este – centro del país se amplíe significativamente, los beneficios económicos del desarrollo de la generación eólica en el ámbito comercial para Panamá son:

- ✓ El viento no limita la instalación de parques eólicos en el país
- ✓ La capacidad de integración a la red se ubica entre 100 MW y 300 MW
- ✓ Se evidenció la complementariedad positiva entre la generación eólica y la generación hidroeléctrica, en los meses secos, de diciembre a mayo, manteniendo niveles aceptables de generación de las centrales de filo de agua en los meses lluviosos.
- ✓ Nivel de inversión requerido 100 millones de US\$
- ✓ Ahorro de combustible 75,700 ton. diesel = 16,3 millones US\$/ año
- ✓ Reducción de emisiones de gases de Invernadero
  - SO<sub>2</sub> No estimado
  - NO<sub>x</sub> No estimado
  - CO<sub>2</sub> 234.900 ton = 1.75 millones US\$ /año
- ✓ Generación de puestos de trabajo
  - Directos durante la construcción 550-1100
  - Directos de operación 30-40
  - Indirectos 800-1600

En el Gráfico N°.6.1 presentamos la distribución geográfica de los proyectos electro-eólicos.

GRAFICO N°. 6.1: Proyectos Electro-Eólicos



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

Del resultado del modelo atmosférico utilizado en la estimación del potencial, se ubica entre 100 y 300 MW el máximo aprovechable eólico nacional; de los cuales a la fecha se encuentran en trámite de concesión. 167.40<sup>20</sup> MW.

A continuación, en el Cuadro N° 6.1, se listan las licencias emitidas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) para el desarrollo de parques eólicos.

<sup>20</sup> Fuente de información: Compendio Estadístico Energético 1970-2004 de COPE. Cuadro GE-24 (<http://www.mef.gob.pa/cope/index.htm>)

### CUADRO N°.6.1: Licencias de Proyectos Eólicos

N°	Proyecto	Provincia	Río / Lugar	Capacidad MW.	Año de entrada Comercial	Empresa Promotora	Resolución	Estado
1	Cerro Cabeza de Toro	Veraguas	Cerro Cabeza de Toro	19.5	-	Cerro Cabeza de Toro / PROYECTO EÓLICO DELGADITO, S.A.	JD-4239	Licencia Provisional
2	El Barrancón	Veraguas	El Barrancón	19.5	-	El Barrancón / PROYECTO EÓLICO CERRO TUTE, S.A.,	JD-4240	Licencia Provisional
3	Hornitos	Chiriquí	Hornitos	34.5	-	Hornitos / GENERADORA ELÉCTRICA DE PANAMÁ, S.A.	JD-5010	Licencia Definitiva
4	La Laguna	Panamá	La Laguna	20.45	-	La Laguna / AEROGENERADORES IBEROAMERICANOS, S.A.	JD-5386	Licencia Provisional
5	Barrigón	Chiriquí	Barrigón	19.5	-	Barrigón / AES Panamá, S. A.,	JD-5770	Licencia Provisional
6	Gnoble Buglé	GNÓBE BUGLÉ	Piedra Roja, Mününi, Cascabel y Jádeberi	150	-	Gnoble Buglé / AEROGENERADORES EÓLICOS, S.A.	JD-5825	Licencia Provisional
7	Las Cumbres	Panamá	Las Cumbres	20.4	-	Las Cumbres / AEROGENERADORES IBEROAMERICANOS, S.A.	JD-5887	Licencia Provisional
8	Limoneros	Panamá	La Laguna	20	-	Limoneros / PARQUE EÓLICO LIMONEROS, S.A.	JD-5944	Licencia Provisional
9	El Coclá	Veraguas	El Coclá	400	-	El Coclá / ENRILEWS, S.A.	AN No. 529	Licencia Provisional
10	Guaca - San Carlos - Guabal	Chiriquí	Guaca - San Carlos	400	-	Guaca - San Carlos - Guabal / ENRILEWS, S.A.	AN No. 530	Licencia Provisional
11	Puerto Pilón	Colón	Puerto Pilón	400	-	Puerto Pilón / ENRILEWS, S.A.	AN No. 533	Licencia Provisional
12	El Harino	Coclé	El Harino	400	-	El Harino / ENRILEWS, S.A.	AN No. 536	Licencia Provisional
13	Caldera	Chiriquí	Caldera	400	-	Caldera / ENRILEWS, S.A.	AN No. 537	Licencia Provisional
14	San José del General	Colón	San José del General	600	-	San José del General / ENRILEWS, S.A.	AN No. 569	Licencia Provisional
15	Toabré	Coclé	Toabré	400	-	Toabré / ENRILEWS, S.A.	AN No. 570	Licencia Provisional
16	Mendoza	Panamá	Mendoza	400	-	Mendoza / ENRILEWS, S.A.	AN No. 571	Licencia Provisional
17	Don Fernando	Panamá	Cerro Campana	20	-	Don Fernando / PARQUE EÓLICO DON FERNANDO, S.A.	JD-5952	Licencia Provisional
18	Hornitos	Chiriquí	Hornitos	34.5	-	Hornitos / Energía y Servicios de Panamá, S.A.	AN No. 705	Licencia Provisional
<b>TOTAL EN TRÁMITE</b>				<b>3758.35</b>				

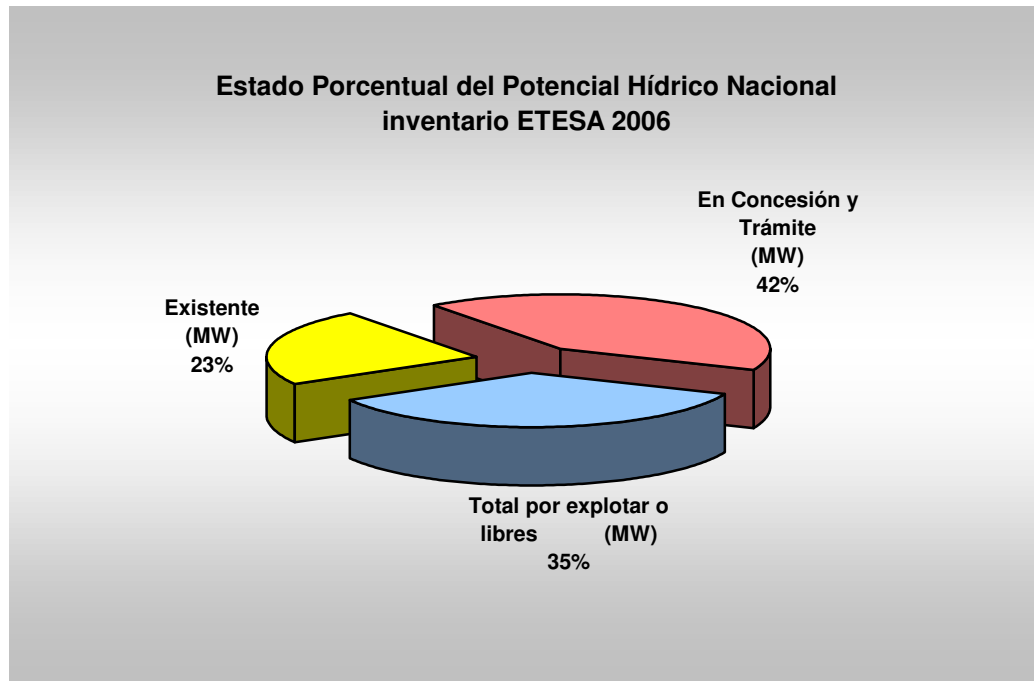
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

#### 6.1.2 Potencial Hidroeléctrico

Con base a la última re-evaluación realizada por ETESA del potencial resultante de los mejores esquemas de aprovechamientos en las cuencas de los Ríos Changuinola, Teribe, Santamaría y San Pablo; la inclusión de los esquemas de proyectos micro, mini y medianos sumado a la capacidad hídrica existente se calculó un aproximado del potencial hídrico de la República de Panamá, equivalente a unos 3,691 MW.

Este potencial hídrico estimado nacional se distribuye en 23% (846 MW) instalados o existentes, un 42% (1545.35 MW) en proceso de trámite de concesión y un 35%.(1299.19 MW) por explotar o libres en el inventario nacional.

### GRÁFICO N°.6.2.: Estado porcentual del potencial hídrico Nacional



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

## 6.2. GENERACIÓN CON TURBA LOCAL

En 1985, con el apoyo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID), se localizó un depósito grande de turba de buena calidad y potencial, cerca de Changuinola en el noroeste de Panamá.

El depósito de turba de Changuinola ocupa una zona de más 80 km<sup>2</sup>, con un espesor promedio de 8 m. Del análisis de su geometría y composición, estimamos la cantidad del recurso de turba utilizable para combustible en alrededor de 118 millones de toneladas métricas (con el contenido de humedad de 35%).

Esta cantidad de turba es grande, comparada con niveles mundiales. Es suficiente para abastecer de combustible a una planta de energía de 30 MW por un período de más de 30 años. En el momento no existe información suficiente para considerar dentro del plan proyectos de generación que utilicen este tipo de combustible.

En el Cuadro N°.6.2. se presentan los resultados de los ensayos de la turba.

CUADRO N°.6.2: Resumen de los resultados de los ensayos de la turba

Tipo de Turba	Juncia.hierba-helecho (pastos), especies del tipo sagitaria y otras, bosques pantanoso, ninfeáceas sagitaria (lirios de agua), rizoforo, en transición
Contenido de fibra	26% de fibra, 58% hémico, 16% sáprico (región central)
Carbón fijo	34% (promedio del peso seco)
Materia volátil	62% (promedio del peso seco)
Ceniza	4% (promedio del peso seco)
Materia orgánica	96% (promedio del peso seco)
Humedad	85% a 95% (variación aproximada)
Valor calorífico	10,000 Btu/lb(promedio en seco) / 8,824 a 11,310 Btu/lb variación
PH	3.5 a 4.8 variación aproximada en área central
Densidad del Total	0.1g/cm <sup>3</sup> (aprox.)
Contenido de madera	Despreciable
Absorbencia (Capacidad de retención de agua)	De 1400% a 2400% (aprox.)
Temperatura de fusión de la ceniza	2270 °F temperatura inicial condiciones reductoras      2310 °F temperatura inicial condiciones de oxidación fluido condiciones reductoras      2640 °F condiciones de oxidación      2670 °F



### 6.3. PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS

El catálogo de plantas generadoras térmicas consiste en 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 N° 6.3 presenta las características generales de los proyectos térmicos candidatos contemplados en este estudio.

CUADRO N° 6.3: Proyectos Térmicos de Expansión

PROYECTOS DE EXPANSIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	RENDIMIENTO	COMBUSTIBLE UTILIZADO	COSTO DE O & M		COSTO DE CONSTRUCCIÓN \$/Kw
				FIJO (\$/kW-Año)	VARIABLE (\$/MWh)	
Motor de Media Velocidad	50	49.32 <sup>(1)</sup>	Bunker C	46.86	3.4	1,000.0
Motor de Media Velocidad	100	57.31 <sup>(1)</sup>	Bunker C	47.05	7.5	800.0
Ciclo Combinado	250	6.63 <sup>(2)</sup>	Gas Natural	38.63	2.1	600.0
Turbina de Gas	100	9.00 <sup>(2)</sup>	Gas Natural	7.36	1.8	400.0
Carbón 150	150	0.40 <sup>(3)</sup>	Carbón	68.99	4.5	1,205.0
Carbón 250	250	0.39 <sup>(3)</sup>	Carbón	64.39	4.2	1,096.0

- (1) El rendimiento de esta planta está expresado en Gal/MWh  
 (2) El rendimiento de esta planta está expresado en MBTU/MWh  
 (3) El rendimiento de esta planta está expresado en Ton/MWh.

Fuente: Costos Típicos de Plantas Térmicas. Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR). Revisión de la Base de Dato. Octubre del 2006.

## Capítulo 7: Proyectos Hidroeléctricos con proceso de adquisición de Concesión en trámite

En el marco de la Ley No. 6 de Febrero de 1997 se establece que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) tiene la facultad de otorgar concesiones de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos.

Aún cuando se analizaron diversos proyectos que cuentan con concesión, muchos no fueron tomados en cuenta para el estudio debido a que no tenían la conducencia de aguas de la Autoridad Nacional del Medio Ambiente (ANAM). Para este año, dada la nueva disposición de la ASEP de retirar las concesiones a aquellos promotores que por una razón u otra se hayan retrasado significativamente en el inicio de la construcción de sus respectivos proyectos, no aparecen como plantas candidatas aquellos proyectos que mantienen esta situación. En consecuencia, el catálogo de proyectos hidroeléctricos candidatos al plan de expansión solamente incluye aquellos proyectos con estudios a nivel de reconocimiento, pre factibilidad o factibilidad. El Cuadro N° 7.1 muestra las características generales de los proyectos hidroeléctricos candidatos considerados en el estudio de expansión.

CUADRO N° 7.1: Proyectos hidroeléctricos candidatos

PROYECTO	TIPO DE PLANTA	AGENTE PROMOTOR	CAPACIDAD INSTALADA MW	POTENCIA FIRME MW	ENERGIA PROM. ANUAL GWh	COSTO FIJO O&M \$/KW-Año	COSTO DE CONSTRUCCION \$/KW
Gualaca	Filo de Agua	Bontex, S.A.	27.6	22.2	138.0	5.0	1467.4
Lorena	Filo de Agua	Alternegy, S.A.	35.7	30.6	168.6	5.0	1620.5
Prudencia	Filo de Agua	Alternegy, S.A.	56.2	50.1	273.2	5.0	1619.2
Bonyic	Filo de Agua	Hidroecológica del Teribe, S.A	30.0	18.5	153.0	5.0	1766.7
Sindigo	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltda.	10.0	3.0	48.0	5.0	1422.0
Chan I	Filo de Agua	Hidro Teribe S.A./AES	223.0	118.9	1046.3	5.0	1435.0
El Alto	Filo de Agua	Hydro Caisán, S.A.	60.0	24.7	270.00	5.0	1250.0
Pando	Filo de Agua	Electron Investment	32.6	19.5	174.0	5.0	2005.2
Monte Lirio	Filo de Agua	Electron Investment	52.0	26.6	288.00	5.0	2086.0
Mendre	Filo de Agua	Caldera Energy Corp.	18.4	4.0	96.20	5.0	1902.2
Bajo de Mina	Filo de Agua	La Mina Hydro Power Corp.	52.4	28.1	259.40	5.0	1429.0
Pedregalito	Filo de Agua	Pedregalito S.A.	20.0	3.3	100.00	5.0	1800.0

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

## Capítulo 8: Pronósticos de Precios de los Combustibles

Para los precios de los combustibles convencionales (búnker C, diesel liviano y diesel marino) utilizados para la generación térmica, se consideró como punto de partida el año 2006 con un valor acorde con la realidad actual. En base a lo acordado con la Comisión de Política Energética (COPE) se consideró necesario establecer la proyección de precios, utilizando como precio base el promedio de los posteos históricos publicados por el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI) del año 2006 y aplicando los índices de escalamiento del escenario moderado del AEO2007 del EIA/DOE. El Cuadro N° 8.1 nos presenta el poder calórico para los distintos tipos de combustibles considerados en este estudio.

CUADRO N° 8.1: Poder Calórico de los Combustibles

Poder Calórico	
Tipo de Combustible	Kcal/Gal
Bunker	36,514.00
Diesel Marino	33,515.00
Diesel Liviano	32,684.00
Tipo de Combustible	Kcal/m3
Gas Natural	9,150.00
Tipo de Combustible	Kcal/Kg
Carbón	5,895.00

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

A continuación, se presenta la proyección de precios 2007-2021 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 comentan y editan las proyecciones de suministro, demanda y precios de los combustibles en el mercado norteamericano, para un periodo de veinte años.

Las proyecciones de precios de los combustibles se muestran en el Cuadro No. 8.2 con base en los índices de escalamientos del escenario medio del AEO2007 del EIA/DOE. Se toma como precio base el promedio de los posteos del MICI correspondientes al año 2006.

CUADRO N° 8.2: Proyecciones de Precios de Combustibles

AÑO	INDICE DE VARIACION		(US\$/Bbl)			(US\$/Mbtu)	(US\$/Mbtu)	US\$/Ton-m
	Diesel Liviano	Búnker-C	Diesel Liviano	Diesel Marino	Bunker-C	Gas Natural Gasoducto	Gas Natural Comprimido	Carbón
(*) 2006			81.26	75.17	50.80			
2007	1.08	0.92	87.54	79.36	46.60	5.55	4.59	69.57
2008	0.97	1.01	84.53	77.08	47.25	5.43	4.47	70.44
2009	0.92	0.96	77.98	71.45	45.31	5.33	4.37	71.59
2010	0.92	0.94	71.83	65.99	42.62	5.18	4.22	70.43
2011	0.92	0.94	66.17	60.97	40.20	5.14	4.18	68.48
2012	0.93	0.95	61.56	56.90	38.25	5.15	4.19	66.67
2013	0.93	0.92	57.00	52.67	35.35	5.12	4.16	64.85
2014	0.99	1.00	56.47	52.24	35.31	5.12	4.16	63.04
2015	1.01	1.03	56.83	52.71	36.26	5.12	4.16	61.31
2016	1.00	1.01	56.96	52.86	36.48	5.13	4.17	60.46
2017	1.02	1.02	57.93	53.78	37.17	5.14	4.18	60.56
2018	1.01	1.01	58.51	54.34	37.65	5.15	4.19	61.55
2019	1.02	1.03	59.84	55.65	38.90	5.16	4.20	62.10
2020	1.01	1.01	60.41	56.21	39.38	5.21	4.25	62.69
2021	1.01	1.03	61.12	56.97	40.37	5.21	4.25	63.18

BBL: Barriles

(\*) Precio Promedio del año 2006.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

## GAS NATURAL Y CARBÓN

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 de 100, 150 y 250 MW de potencia, basadas en la utilización de gas natural y carbón, que se produce en países cercanos al área de Centroamérica y el Caribe.

Los precios del gas natural dependen de muchos factores, tales como el costo del gasoducto y del volumen contratado. Para el plan se utilizaron los precios del gas natural comprimido transportado por barcaza, alternativa que se considera con mayor viabilidad en el momento actual.

## Capítulo 9: Descripción de Planes de Expansión Analizados

El estudio se realizó para un horizonte de 15 años (2007-2021), más un período de extensión de un (1) año para estabilizar los efectos terminales de los embalses. Se utilizaron dos escenarios de demanda: el escenario de crecimiento de demanda medio, con tasas de crecimiento promedio anual de 5.05% en energía y de 4.99% en potencia; y el escenario de crecimiento de demanda alto, con tasas de crecimiento promedio anual de 5.54% y 5.30% en energía y potencia respectivamente. A partir de los mismos se realizaron varias simulaciones con el fin de obtener alternativas de expansión de mínimo costo.

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 (**SUPER/OLADE-BID**). Posteriormente, se simuló con el modelo Stochastic Dual Dynamic Programming (**SDDP**) el despacho de las plantas de los planes producidos por el SUPER. La simulación del despacho permitió validar los criterios de confiabilidad y obtener parámetros técnicos y económicos del despacho que se incluyen en la descripción de los planes.

### 9.1 ALTERNATIVAS ANALIZADAS

Los planes de expansión analizados corresponden al escenario de demanda media y se denominaron como sigue.

- a) **Caso N° 1:** Demanda Media Hidrotérmico (MHT7).
- b) **Caso N° 2:** Demanda Media Hidrotérmico - con Carbón (MHTCB7).
- c) **Caso N° 3:** Demanda Media Hidrotérmico - Con Gas Natural Comprimido transportado por Barcaza a partir del 2009 y Carbón (MHTGBC7).
- d) **Caso N° 4:** Demanda Media Hidrotérmico – Con Gas abastecido por Gasoducto a partir del 2012 y Carbón (MHTGDC7).
- e) **Caso N° 5:** Demanda Media Hidrotérmico-Con Gas abastecido por Gasoducto a partir del 2012 – Carbón y Eólica (MHTTLA7).

El Cuadro N° 9.1. presenta los planes de expansión obtenidos para cada uno de los cinco casos analizados

**CUADRO N° 9.1: Planes de expansión para los casos con escenario de demanda media**

Fecha de Operación	Caso MHT7		Caso MHTCB7		Caso MHTGBC7		Caso MHTGDC7		Caso MHTTLA7	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2007	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8
2009	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2
	Mendre	18.4	Mendre	18.4	Mendre CCGB BLM	18.4 158.0	Mendre	18.4	Mendre	18.4
2010	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0
	Chan I	223.0	Chan I	223.0	Chan I	223.0	Chan I	223.0	Chan I	223.0
	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0
	Síndigo	10.0	Síndigo	10.0	Síndigo	10.0	Síndigo	10.0	Síndigo	10.0
2011	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0
	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6	Panamá Green Power Gualaca	80.0 27.6
2012	Pana Power	85.0	Pana Power	85.0	Pana Power	85.0	Pana Power CCGD BLM	85.0 158.0	Pana Power CCGD BLM	85.0 158.0
	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina El Alto	52.4 60.0	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina	52.4
2014	Lorena	35.7	Lorena	35.7	TGGB 100-1	100.0	El Alto	60.0	El Alto	60.0
	Pando	32.6	Pando	32.6			CCGD 250-1	250.0	Turba	250.0
	El Alto	60.0	El Alto	60.0						
2015	Prudencia	56.2	Prudencia	56.2	TGGB 100-2	100.0				
	Monte Lirio	51.7	Monte Lirio	51.7						
2016	MMV 100-1	100.0	MMV 50-1	50.0						
2017	MMV 100-2	100.0	CB 150-1	150.0	CCGB 250-1	250.0			CCGD 250-2	250.0
2018	MMV 100-3	100.0	CB 150-2	150.0			CCGD 250-2	250.0		
2019	MMV 100-4	100.0			CCGB 250-2	250.0				
2020	MMV 50-1	50.0	CB 250-1	250.0			CCGD 250-3	250.0	TGGD 100-3	100.0
2021	MMV 50-2	50.0								
	MMV 50-3	50.0								

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

## CASO N° 1: MHT7

### Descripción del Caso

En este caso se consideraron como proyectos candidatos los que incluyen tecnologías similares a las que se emplean actualmente en nuestro país. Los siguientes son sus costos totales:

Costo Total de Inversión: 765.75 MM\$

Costo de Operación: 1,610.85 MM\$

Costo de Déficit: 0.350 MM\$

Costo Total: 2,376.95 MM\$

El plan incorpora proyectos hidroeléctricos y motores de media velocidad de 100 y 50 MW, en la segunda mitad del horizonte, para satisfacer el criterio de confiabilidad de potencia. La capacidad total de proyectos hidroeléctricos nuevos es de 618 MW (34% del total). La capacidad total de las plantas térmicas nuevas es de 669 MW (66% del total).

El Gráfico N° 9.1 permite apreciar la evolución de los costos marginales por bloque horario de este plan de expansión. Como puede observarse, los costos marginales son altos en el primer tercio del horizonte analizado. Esto corresponde a una condición de ausencia de nueva generación en los primeros años. Se registra un pequeño descenso en el costo marginal en el año 2009 con la entrada del proyecto hidroeléctrico Mendre (18 MW) y el proyecto termoeléctrico Pana Power en su primera etapa (34.154 MW). Con la entrada al sistema de cinco proyectos hidroeléctricos y uno térmico a carbón (reconversión de las unidades de vapor de Bahía Las Minas) en los dos años siguientes, se observa un descenso importante en los valores del costo marginal.

La confiabilidad de potencia se presenta en el Gráfico N° 9.2. Puede apreciarse que, a excepción del período 2007 al 2009, en todos los años del plan se satisface el criterio de confiabilidad de potencia sin que haya evidencia de sobre instalación. En estos años, la potencia firme no alcanza a igualar o superar la demanda máxima de generación estimada debido a que la instalación de nuevas plantas en 2008 y 2009 es baja.

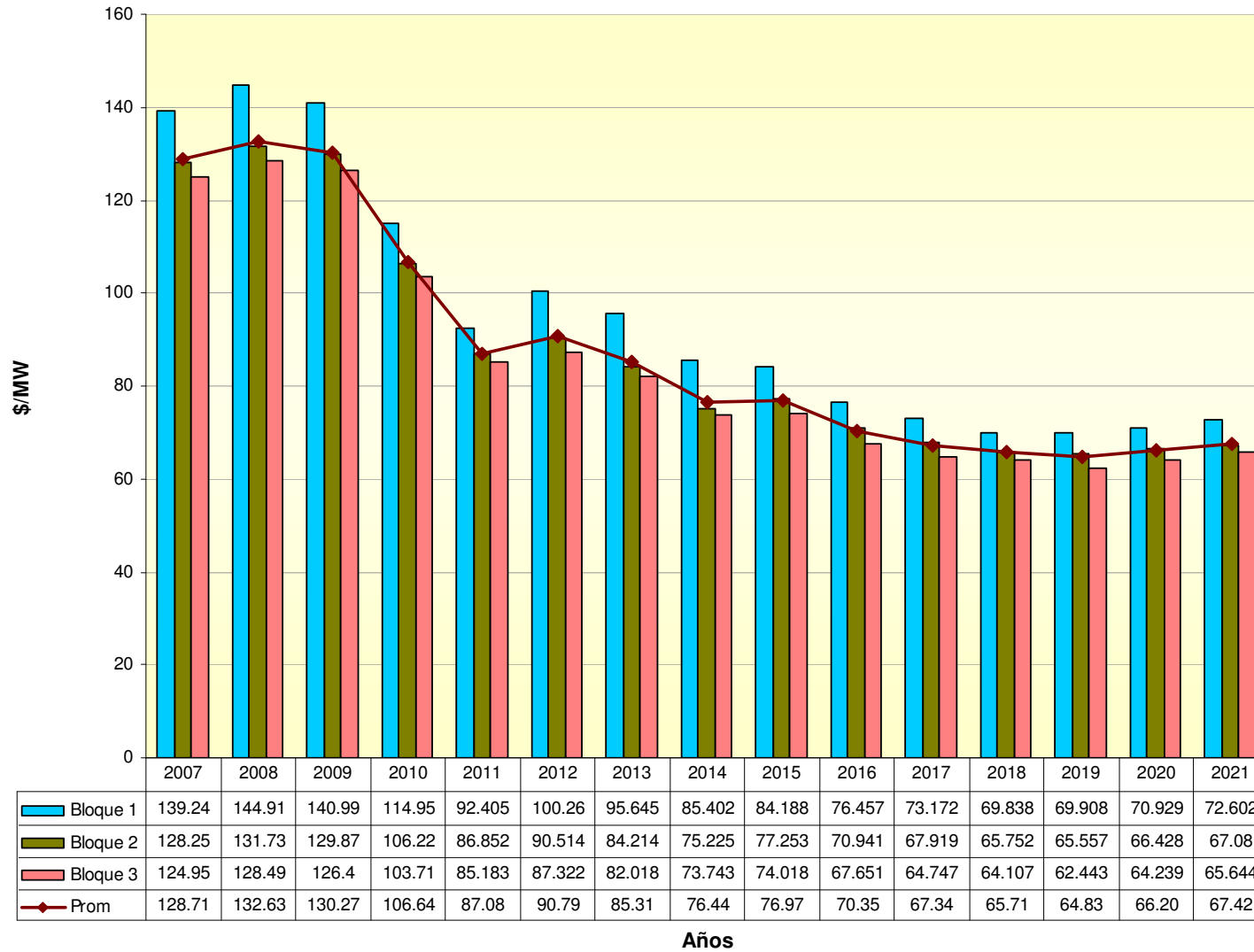
Por último, el Gráfico N° 9.3 incluye la generación hidráulica y térmica totales para cada año del horizonte del plan hidrotérmico. Puede observarse que la proporción del total de la generación hidroeléctrica en el periodo 2007-2009 se mantiene, mientras que en el 2010 se presenta una disminución de contribución de generación térmica debido al ingreso de Changuinola I (223 MW) y otros dos proyectos hidroeléctricos (Pedregalito y Síndigo) que suman un total de 253 MW adicionales en el componente hidráulico del sistema. La proporción entre generación hidráulica continúa creciendo en los años

siguientes. A partir del año 2016 y hasta el final del periodo estudiado se presenta un incremento en el componente térmico de la generación, ocasionado por la entrada de motores de media velocidad de 50 y 100 MW. Se alcanza una proporción de 45% de generación térmica y 55% de generación hidráulica al finalizar el horizonte.

Los factores de planta de las plantas térmicas se incluyen en el Gráfico N° 9.4. Se puede apreciar en el gráfico que las plantas Bahía Las Minas (BLM) a carbón, ACP 1 y Pacora presentan factores de planta altos que se mantienen a lo largo del periodo. Por su parte, Pan Am, ACP 2, ACP 3 y el Ciclo Combinado de BLM experimentan un descenso notable a partir del 2010 (entrada de Changuinola I). Mientras tanto, Pana Power, Copesa y las Turbinas de Gas de EGESA mantienen valores por debajo de 0.25. También se aprecia que los cuatro motores de media velocidad de 100 MW y uno de 50 MW mantienen un factor de planta por arriba de 0.7, mientras que los otros dos motores de 50 MW mantienen un factor de planta de 1.0 cuando ingresan al sistema, lo que evidencia la necesidad de entrada de esta generación a finales del horizonte.



GRÁFICO N°. 9.1.: Costo Marginal Promedio Anual del Caso MHT7



GRÁFICA N.º 9.2 : Balance de Potencia vs Demanda del Caso MHT7

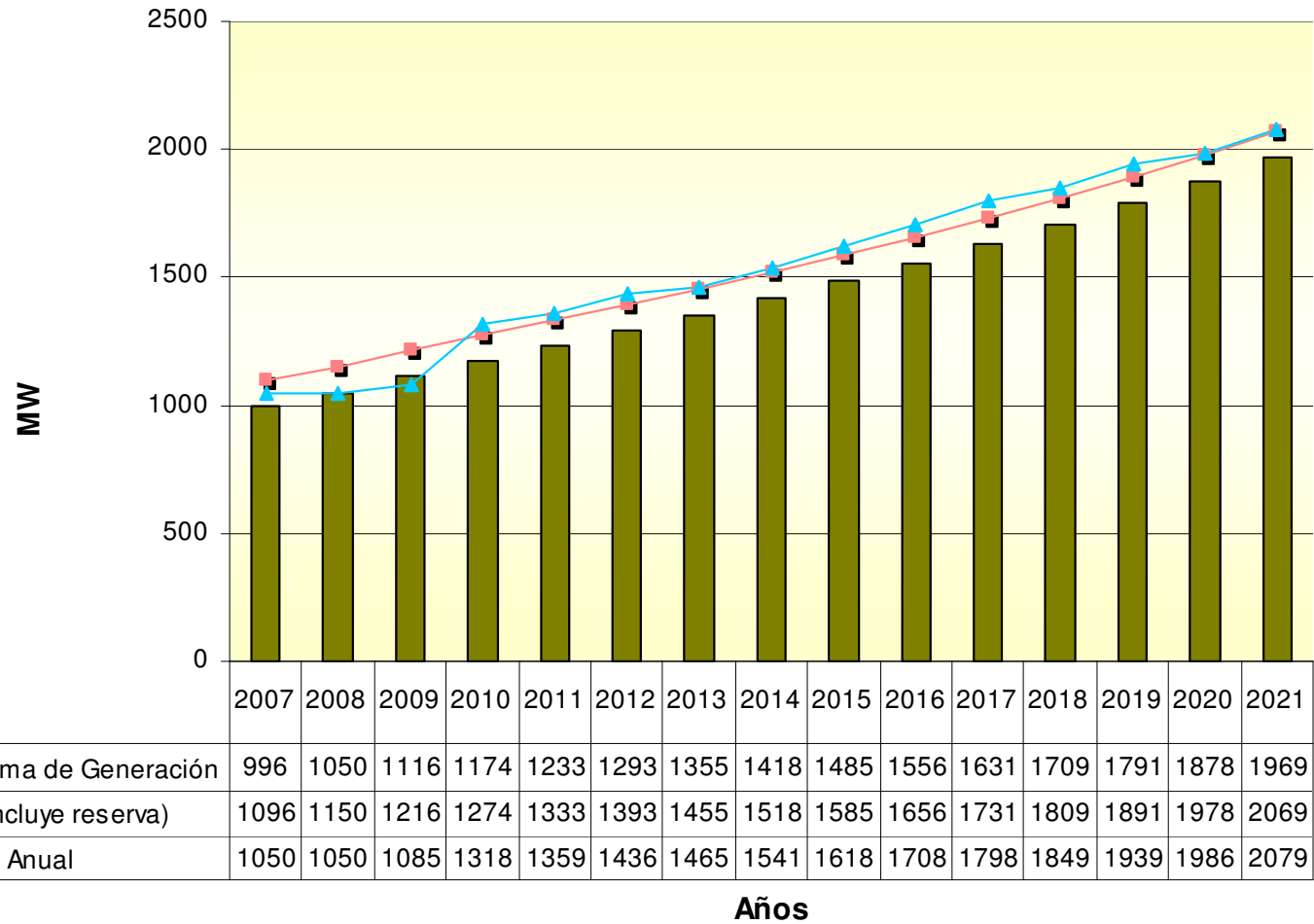
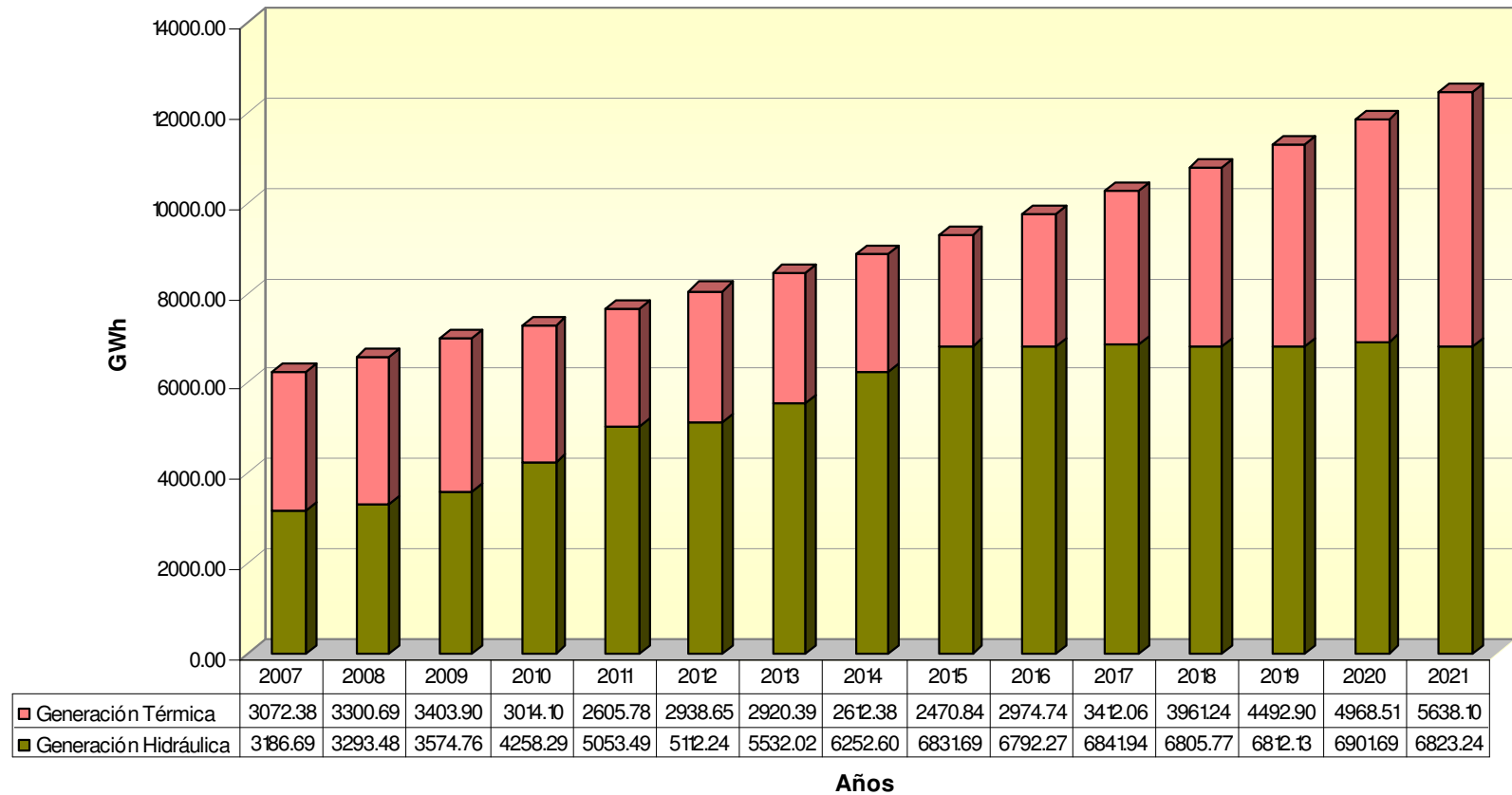
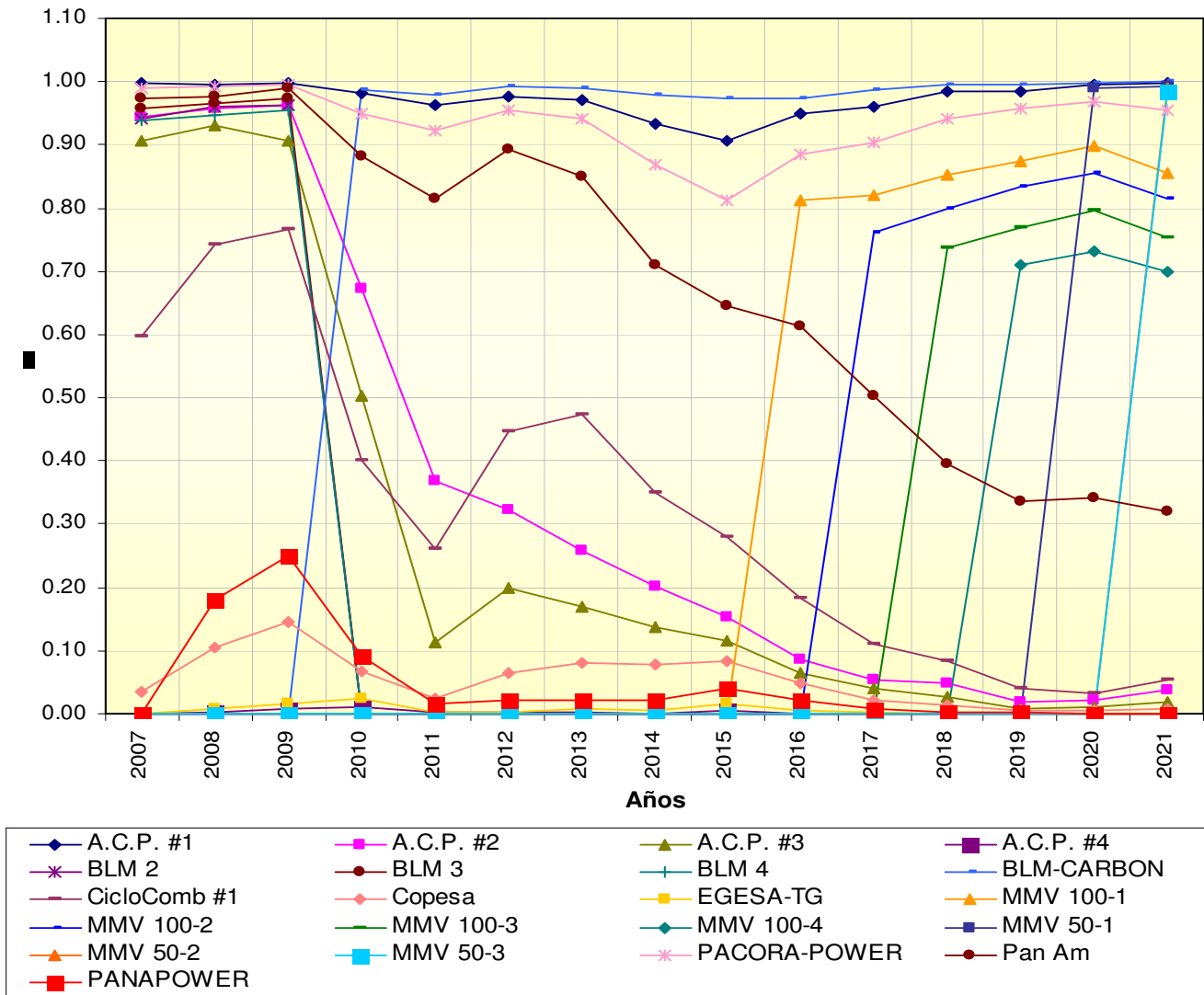


GRÁFICO N°.9.3: Generación Térmica vs Hidráulica del Caso MHT7



GRÁFICA N° 9.4.: Factor de Planta de las Plantas Térmicas del Caso MHT7



## CASO N° 2: MHTCB7

### Descripción del Caso

Para este caso se utilizaron como proyectos candidatos adicionales motores de media velocidad y plantas de carbón de 150 y 250 MW. De acuerdo al escenario solicitado por COPE, se considera la utilización de carbón proveniente de la mina La Guajira (Cerrajón), en Colombia. Los costos totales del plan generado son los siguientes:

Costo Total de Inversión: 825.26 MM \$  
Costo de Operación: 1,517.94 MM\$  
Costo de Déficit: 0.369 MM\$  
Costo Total: 2,343.57 MM\$

Como puede observarse, el plan incorpora al sistema mayormente proyectos hidroeléctricos hasta el año 2015. En 2016, ingresa un motor de media velocidad de 50 MW y, a partir de 2016, los proyectos que ingresan al sistema son dos plantas de carbón de 150 MW y una de 250 MW, que al sumarse representan un total de 550 MW generados a partir del carbón (41% del total de nueva generación propuesta).

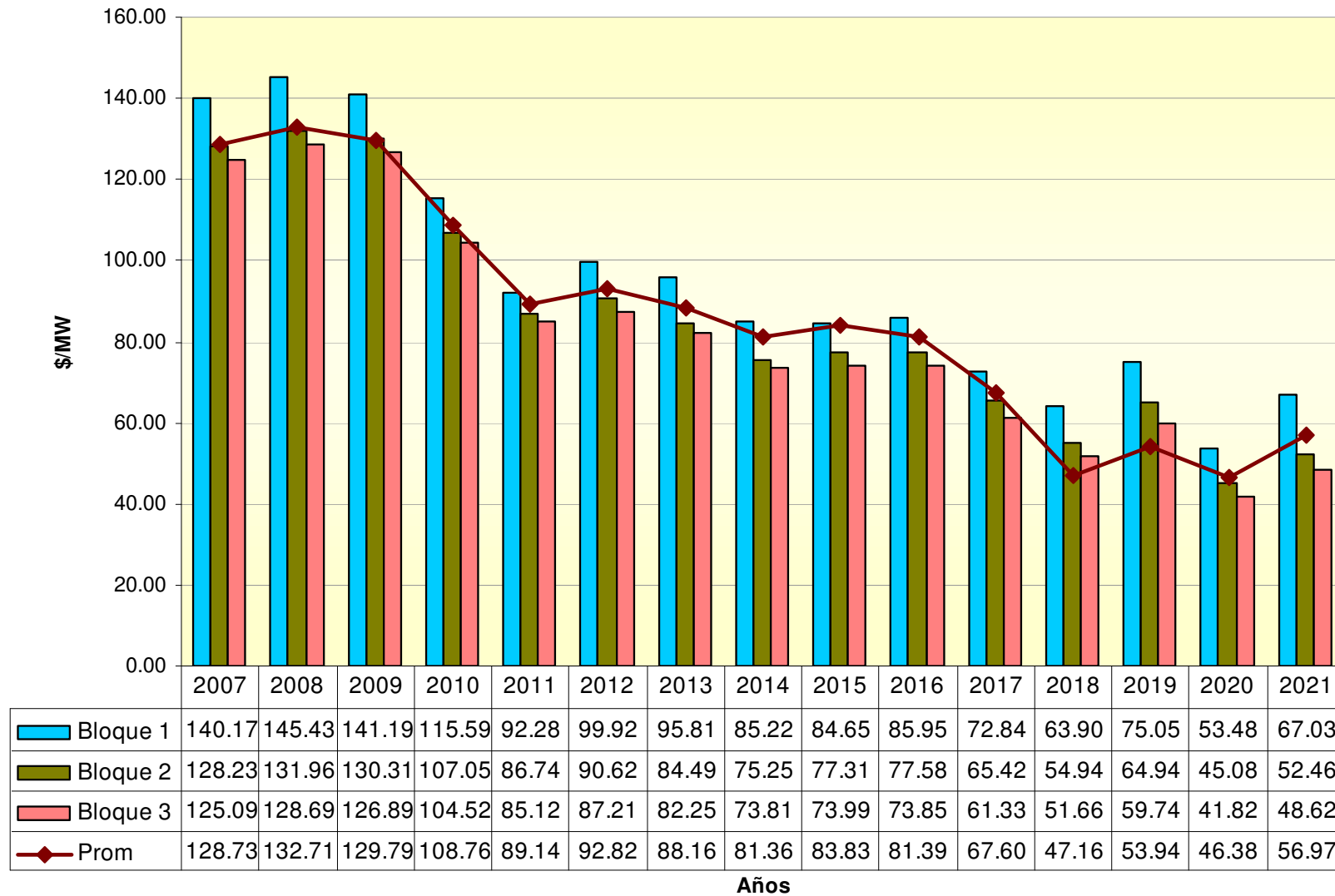
El Gráfico N° 9.5 permite apreciar la evolución de los costos marginales por bloque de este plan de expansión. Puede observarse que los costos marginales son altos en los años 2007 al 2010, pero experimentan un descenso importante al llegar al año 2011 (ingreso de 58 MW de capacidad de nuevas hidroeléctricas). Otro descenso importante se experimenta en los años 2017 y 2018 con la entrada en operación de centrales de carbón, para mantenerse en valores entre 47 y 57 \$/MWh a finales del horizonte.

La confiabilidad de potencia se presenta en el Gráfico N° 9.6. Puede apreciarse que, a excepción del período 2007 a 2009, en todos los años del plan se satisface el criterio de confiabilidad de potencia sin que haya evidencia de sobre instalación. En 2008, la potencia firme se iguala a la demanda máxima de generación estimada, mientras que en 2009 la potencia firme no alcanza a superar la demanda máxima de generación estimada debido a que la instalación de nuevas plantas en 2008 y 2009 es baja.

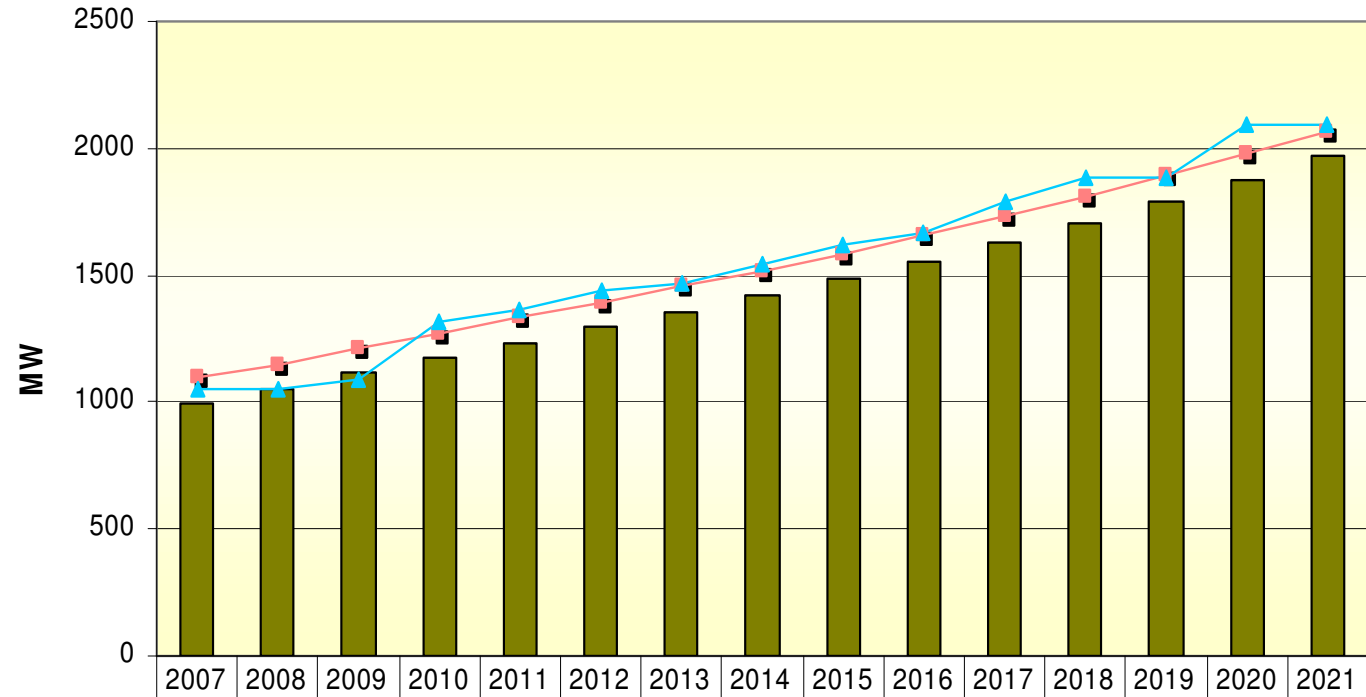
El Gráfico N° 9.7 presenta la generación hidroeléctrica y termoeléctrica totales para cada año del horizonte del plan. Se observa que la proporción entre los totales de generación hidráulica y térmica se mantiene en los primeros tres años del periodo, luego de lo cual el total de la generación hidroeléctrica crece a medida que se incorporan proyectos hidroeléctricos hasta el 2015. La contribución a la generación de las plantas térmicas experimenta un crecimiento a partir del 2016 y se extiende hasta el final del horizonte, en donde alcanza una proporción de 45% de generación térmica versus un 55% de generación hidráulica, similar al caso anterior.




Los factores de planta de las plantas térmicas se incluyen en el Gráfico N° 9.8. Como en el caso anterior, el ciclo combinado experimenta un descenso en los valores de factor de capacidad a pesar de que en 2012 y 2013 sufren un pequeño incremento, así como las unidades de Bahía Las Minas convertidas a carbón mantienen un factor de capacidad alto durante el periodo. Una vez más, las plantas Pana Power, las Turbinas de Gas de EGESA y Copesa presentan bajos factores de planta. Los factores de planta de ACP 1, Pacora y Pan Am experimentan un comportamiento descendente, a pesar de los pequeños picos que se presentan en algunos años del horizonte de estudio. También podemos observar que desde su ingreso al sistema, las plantas de carbón (150 y 250 MW) mantienen factores de planta por encima de 0.85 debido a su contribución a la generación total, producto de su costo inferior con respecto a otras plantas.

GRÁFICO N° 9.5: Costo Marginal Promedio Anual del Caso MHTCB7



GRÁFICA N° 9.6: Balance de Potencia vs Demanda del Caso MHTCB7



 Dmax estimada Moderado	996	1050	1116	1174	1233	1293	1355	1418	1485	1556	1631	1709	1791	1878	1969
 DMG del Sin (Incluye reserva)	1096	1150	1216	1274	1333	1393	1455	1518	1585	1656	1731	1809	1891	1978	2069
 Potencia Firme Anual	1050	1050	1085	1318	1359	1437	1466	1541	1618	1665	1792	1881	1881	2093	2093

Años



GRÁFICO N.º 9.7: Generación Térmica vs Hidráulica del Caso MHTCB7

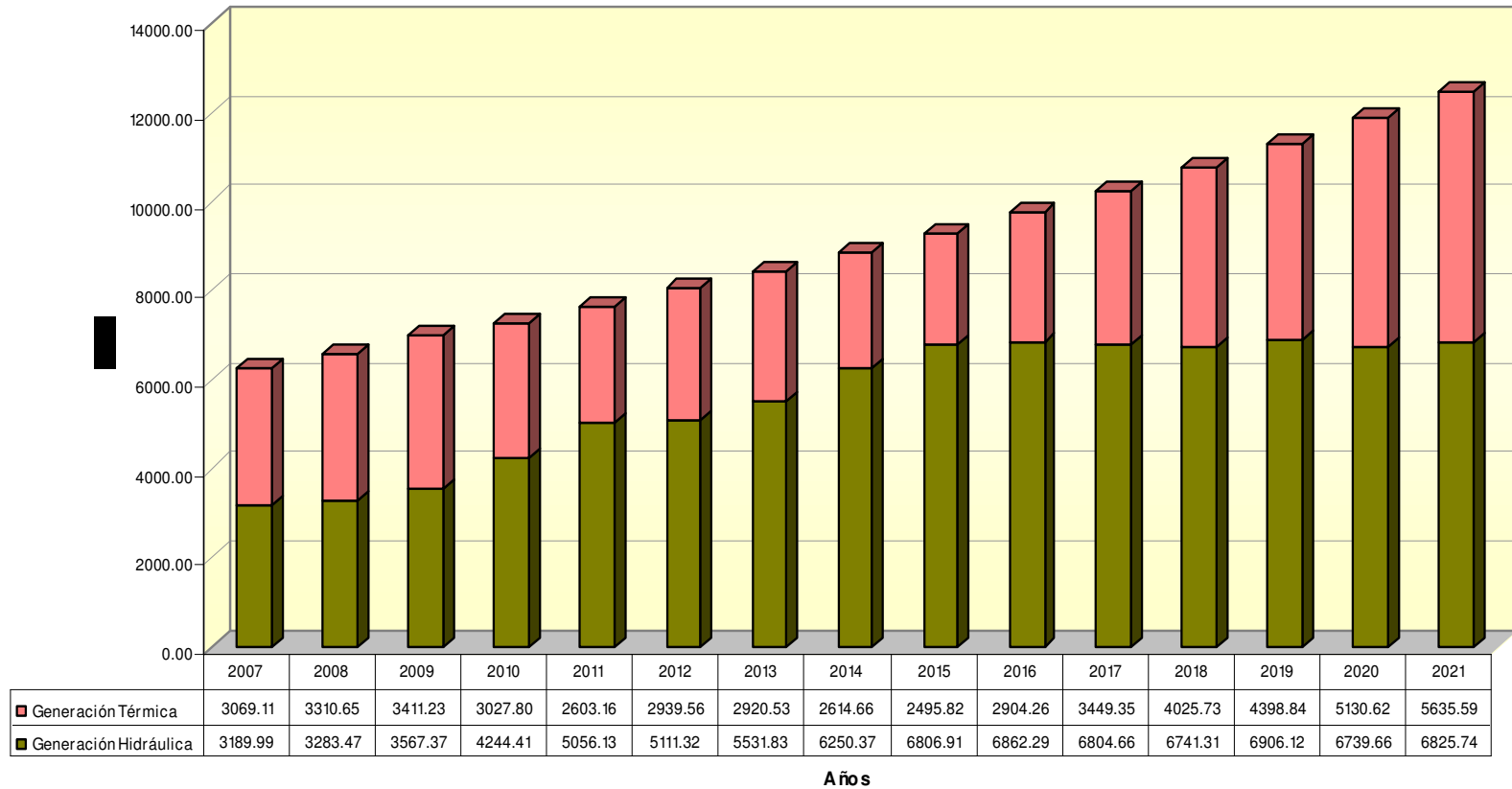
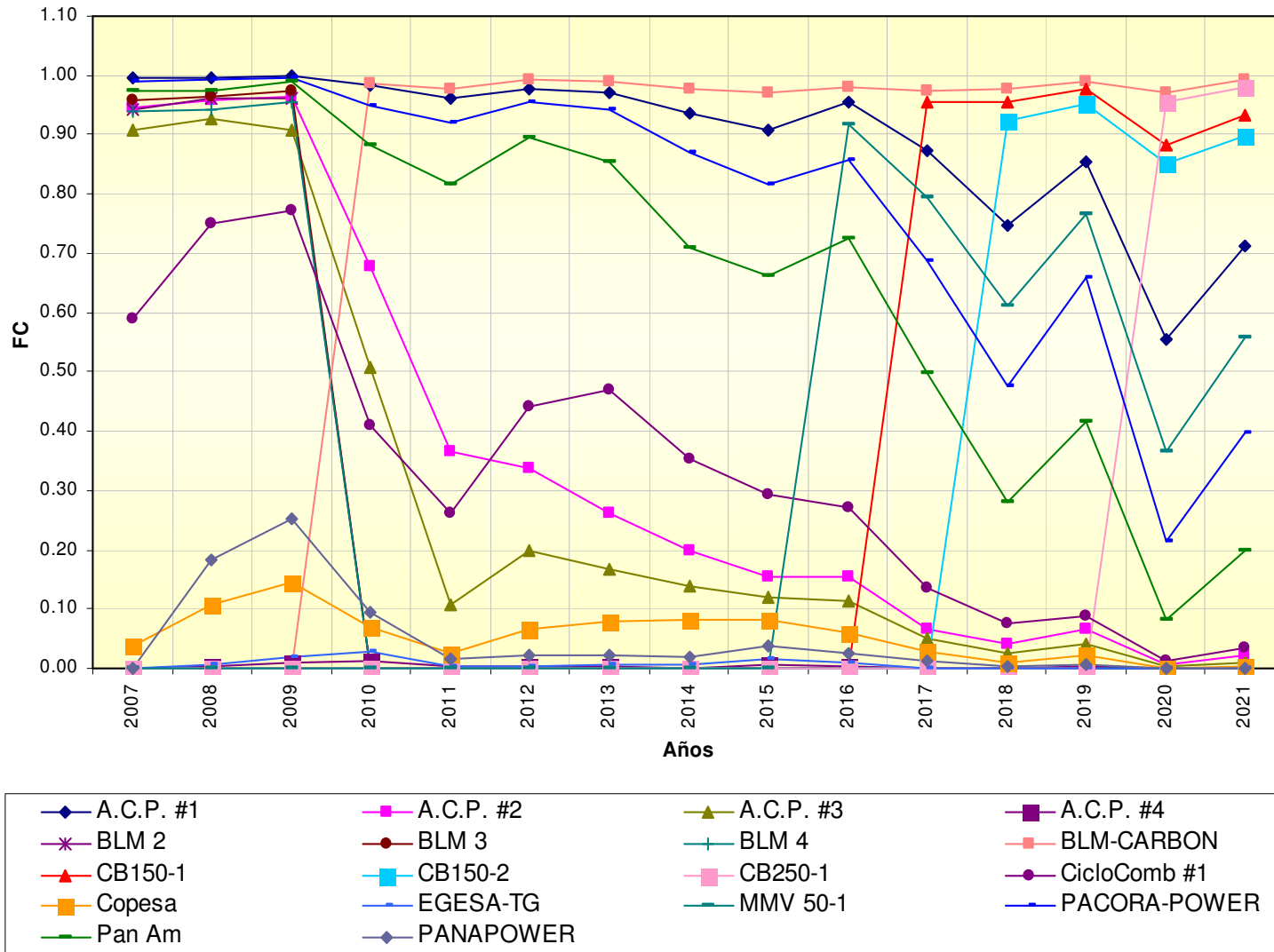


GRÁFICO N° 9.8: Factor de Planta de las Plantas Térmicas del Caso MHTCB7



## **Análisis Regional del Caso MHTCB7**

Con el propósito de determinar el impacto del plan de expansión incorporado en este caso, el cual posee módulos de generación grandes (plantas térmicas de 250 MW), en un contexto regional que considere los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, se estudió la incorporación del plan de expansión del caso MHTCB7 a un macro-escenario regional.

En el Gráfico N° 9.9 se muestran los costos marginales promedio para cada año considerado en este estudio bajo las condiciones antes mencionadas. En general, los costos marginales promedio resultan inferiores a los observados en el Gráfico N° 9.5, debido a la posibilidad de intercambio con los países de América Central a través de la interconexión con Costa Rica.

En el Gráfico N° 9.10 se presenta el intercambio neto entre nuestro país y el resto de la región centroamericana a través de la interconexión con Costa Rica. Los datos presentados en el gráfico corresponden a la diferencia entre las exportaciones y las importaciones de energía de Panamá. Inicialmente, somos un país importador, sobretodo en el año 2009, ya que en el corto plazo no se cuenta con la incorporación de nuevos agentes generadores. Esta situación se refleja en la generación total de nuestro país por tipo de planta mostrada en el Gráfico N° 9.11

El Gráfico N° 9.12 presenta los valores de factor de planta de las diferentes agentes generadores, considerados en el macro-escenario regional. Note que en los casos de Pana Power, Pan Am y Pacora mejora el factor de planta con respecto a los mostrados en el Gráfico N° 9.8. Igualmente se mantienen altos los factores de planta de las unidades de carbón de 150 y 250 MW, respectivamente consideradas en este plan de expansión.

GRÁFICO N° 9.9 Costo Marginal Promedio Anual  
Caso MHTCB7 en el Macro-Escenario Regional

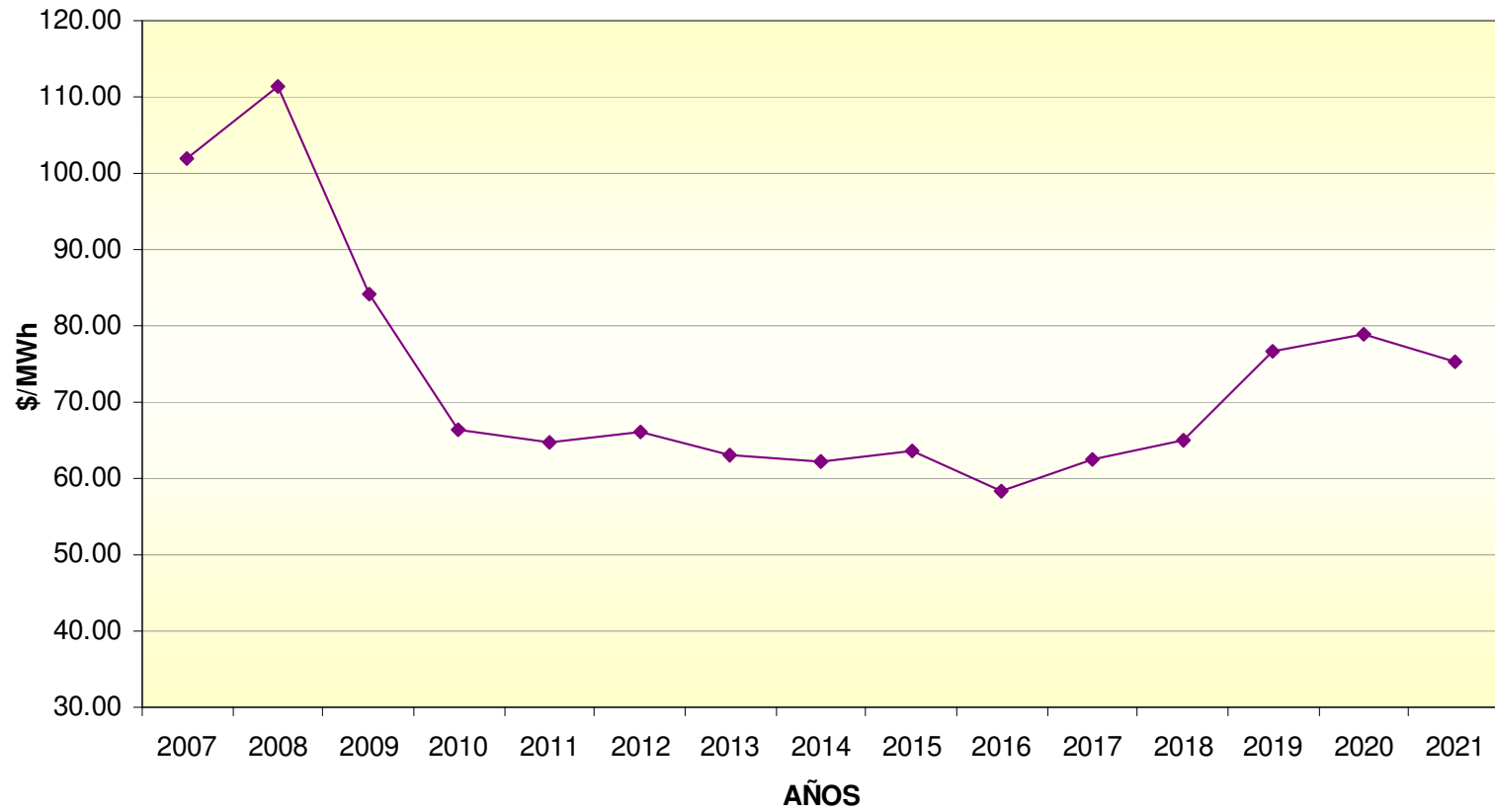
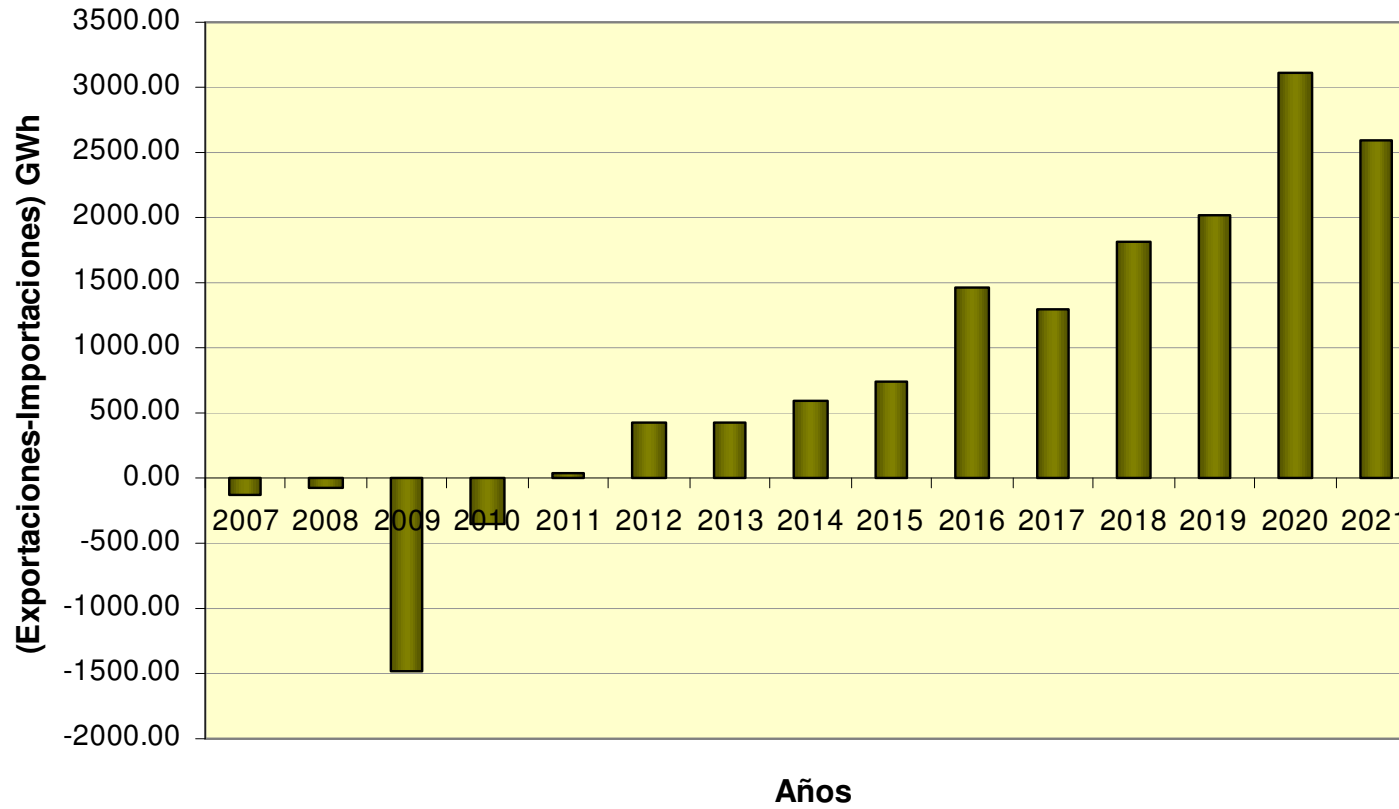
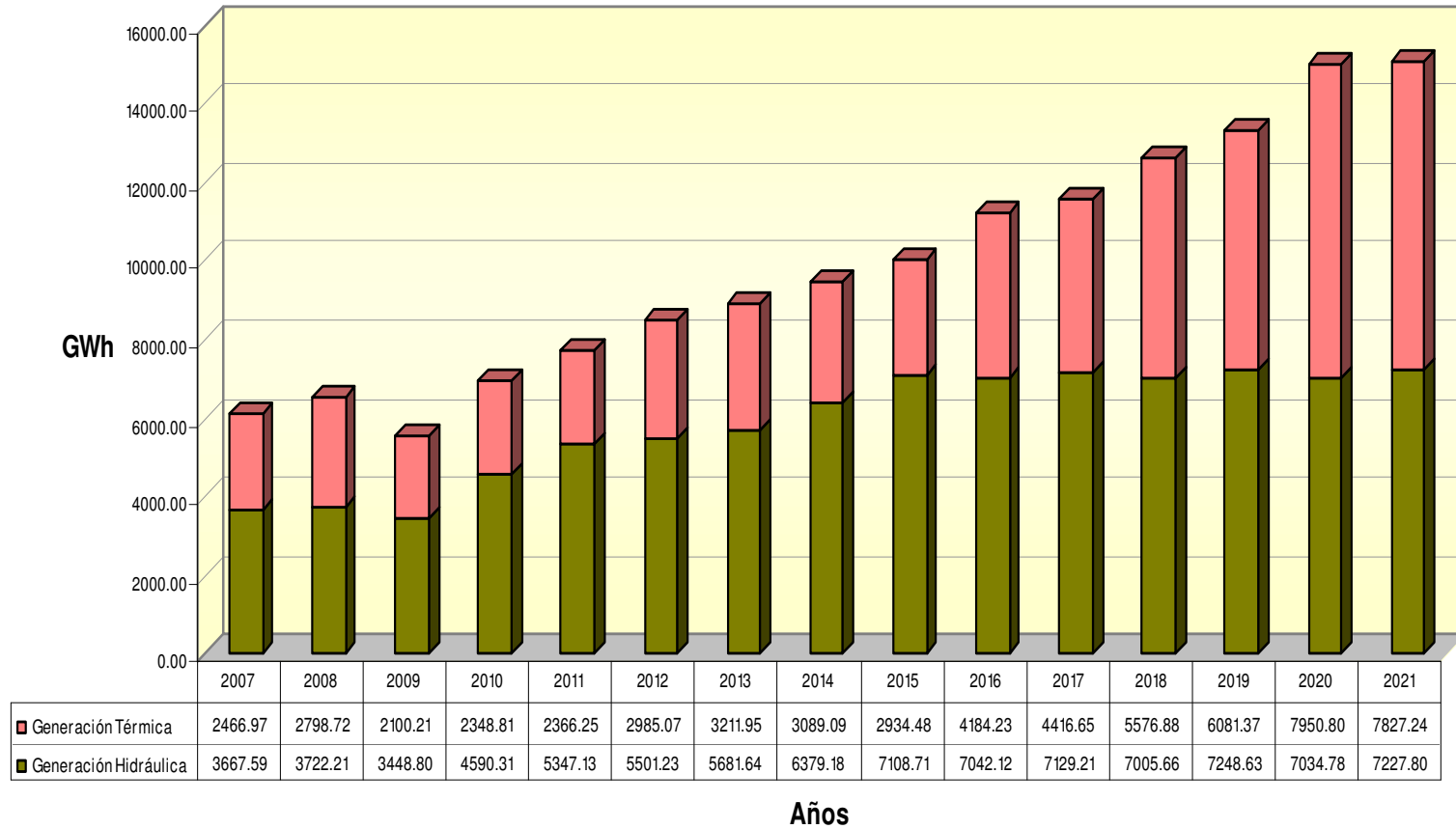


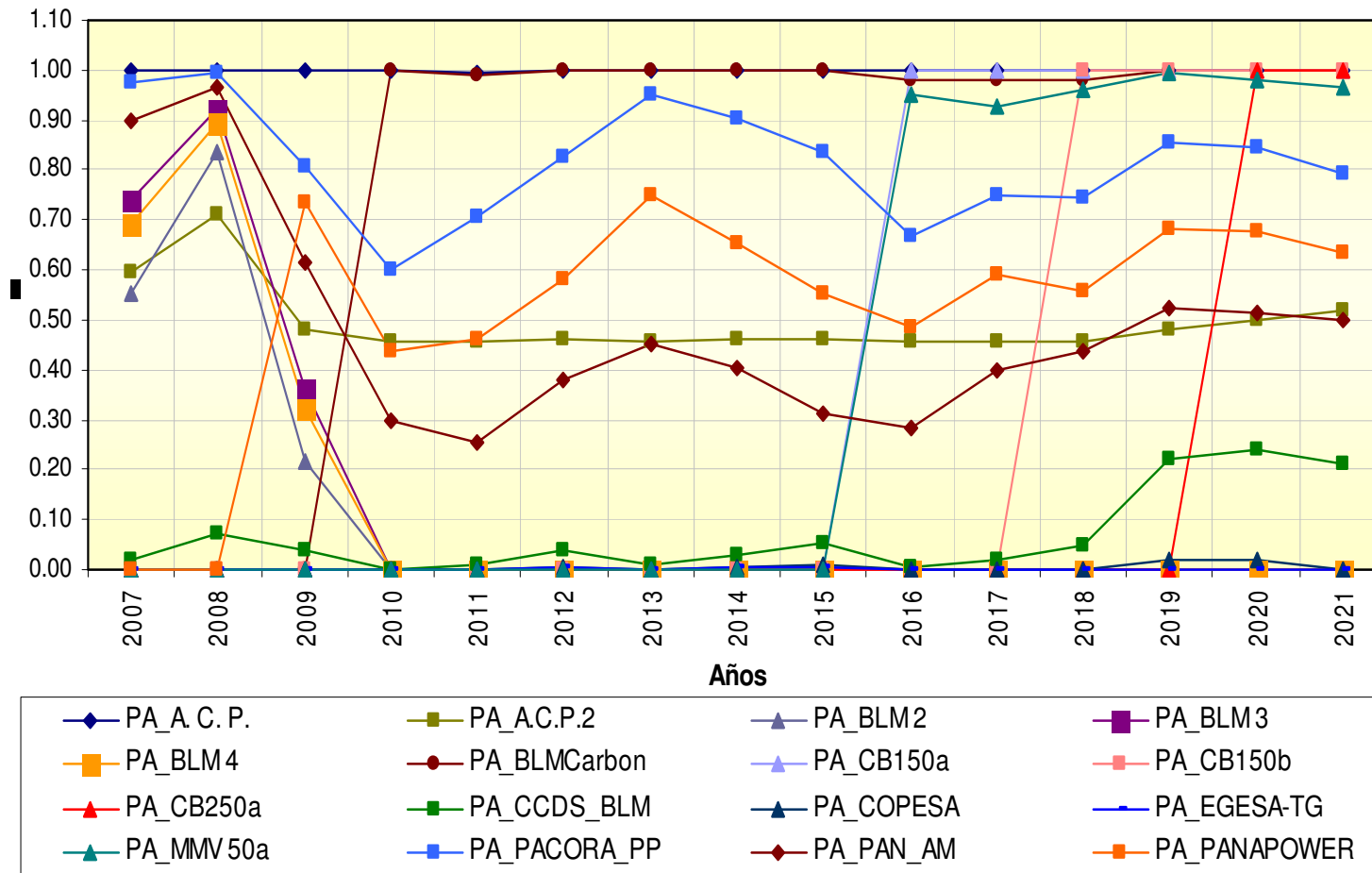
GRÁFICO N°.9.10 Intercambio Neto  
Caso MHTCB7 en el Macro-Escenario Regional



**GRÁFICO N°.9.11: Generación Térmica vs Hidráulica  
Caso MHTCB7 en el Macro-Escenario Regional**



GRÁFICA N° 9.12 Factor de Planta de las Plantas Térmicas  
Caso MHTCB7 en el Macro-Escenario Regional



### CASO N° 3: MHTGBC7

#### Descripción del Caso

En este caso se utilizaron como proyectos candidatos adicionales ciclos combinados y turbinas a gas en base a gas natural, de tamaños apropiados para el sistema de potencia de Panamá. Se considera la reconversión a carbón de las unidades 2, 3 y 4 de BLM y la conversión a gas del Ciclo Combinado de la misma planta. De acuerdo con el escenario propuesto por COPE, se considera el ingreso de gas natural transportado por barcas a nuestro país en 2009, con un precio de 4.50 \$/pie<sup>3</sup> en ese año. Los costos totales de este plan son los siguientes:

Costo Total de Inversión: 677.92 MM \$

Costo de Operación: 1,290.28 MM\$

Costo de Déficit: 0.294 MM\$

Costo Total: 1,968.49 MM\$

Observación: El Ciclo Combinado de Bahía Las Minas se convierte a gas natural transportado por barcas en el 2009.

Como puede observarse, el plan incorpora dos turbinas de gas natural de 100 MW cada una y dos ciclos combinados de gas natural de 250 MW cada uno que, al sumarse constituyen el 55% del total de nueva generación propuesta y representa un 85.5% de la propuesta térmica que en este plan de expansión se presenta. Los proyectos hidroeléctricos que se incorporan suman ahora 441 MW, de los cuales la mitad corresponden a la capacidad del proyecto Changuinola I. Nótese que este plan es similar al plan con expansiones convencionales (MHT7) hasta el año 2012, lo que indica que los proyectos más atractivos son los que se ubican en esta parte del período. Vemos que algunas plantas hidráulicas son desplazadas en el plan, a raíz de la presencia de los componentes generadores a gas.

El Gráfico N° 9.13 permite apreciar la evolución de los costos marginales por bloque de este plan de expansión. Se observa que los costos marginales son altos en los años 2007 al 2009, dada la situación de poca nueva generación que vivimos en la actualidad. Es a partir del año 2010 donde se experimentan descensos importantes en el costo marginal, mismo comportamiento que continúa hasta alcanzar poco menos de 40 \$/MWh en el último cuarto del horizonte.

La confiabilidad de potencia se presenta en el Gráfico N° 9.14. Puede apreciarse que en el período 2007 a 2009, no se satisface el criterio de confiabilidad de potencia. A partir del año 2010 si se satisface, sin que haya evidencia de sobre instalación. En el período 2007 – 2009 la potencia firme no alcanza a igualarse o superar la demanda



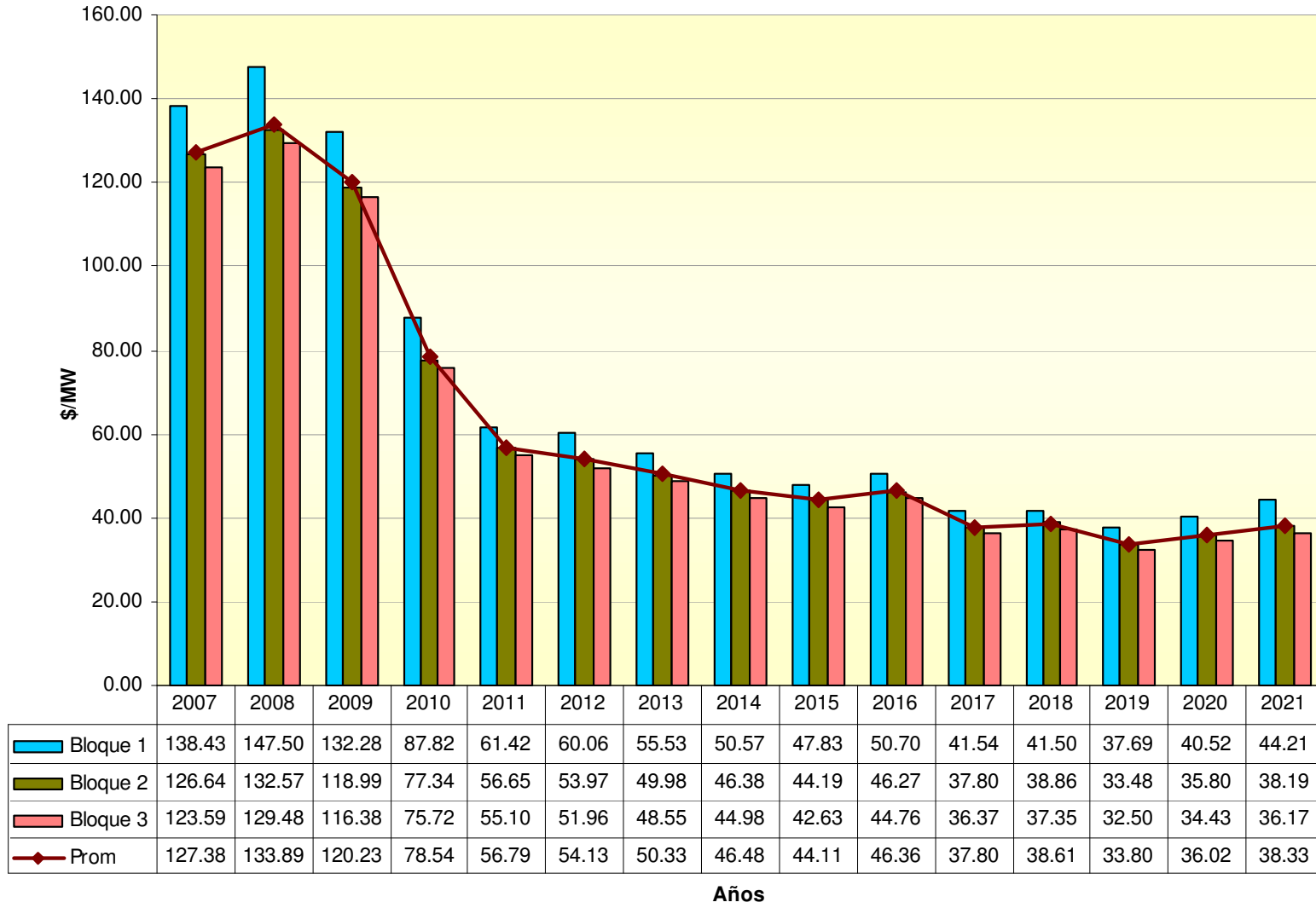
máxima de generación estimada debido a que la instalación de nuevas plantas en 2008 y 2009 es baja.

El Gráfico N° 9.15 presenta la generación hidroeléctrica y termoeléctrica totales para cada año del horizonte del plan. La proporción del total de la generación de las hidroeléctricas aumenta a medida que se incorporan proyectos hidroeléctricos desde 2009, para luego estabilizarse casi a partes iguales con la generación de las termoeléctricas en los tres últimos años del estudio. Esto último es consecuencia de la incorporación de los componentes térmicos a gas al final del periodo.

Los factores de planta de las térmicas existentes y nuevas pueden apreciarse en el Gráfico N° 9.16. Las plantas BLM a carbón y su Ciclo Combinado a gas natural mantienen factores de planta altos durante todo el periodo. El ciclo combinado presenta un factor de potencia más bajo en el 2019 (entrada de un Ciclo Combinado a gas natural de 250 MW). En general, los factores de planta de Pan Am, Pacora y las máquinas 1, 2 y 3 de ACP descienden a pesar de que puedan presentar picos en 2012 y 2016. Por otra parte, Pana Power y Copesa presenta factores inferiores a 0.25 en el periodo 2008-2016 hasta hacerse prácticamente cero para el resto del periodo. Las dos turbinas de gas de 100 MW muestran un factor en el rango de 0.65 a 0.80 hasta el año 2016, para luego descender a un mínimo cercano a 0.10 (2019) y subir ligeramente en los dos últimos años. Mientras tanto, los dos ciclos combinados a gas natural de 250 MW muestran un factor mayor a 0.8 desde que ingresan al sistema hasta finalizar el horizonte.

El Cuadro N° 9.2 incluye, en pies cúbicos diarios, el consumo promedio de gas natural por planta y el total para cada uno de los años del estudio. En la primera mitad del periodo la única planta con la necesidad de utilizar el gas natural es Bahía Las Minas, planta que consumirá menos de 25,000 pies cúbicos diarios de gas natural aproximadamente por año en este periodo. Con el ingreso de las turbinas de gas y los ciclos combinados en la segunda mitad del periodo, se alcanza un consumo promedio diario de 99,549 pies cúbicos en 2021.

GRÁFICO N° 9.13: Costo Marginal Promedio Anual del Caso MHTGBC7



GRÁFICA N° 9.14: Balance de Potencia vs Demanda del Caso MHTGBC7

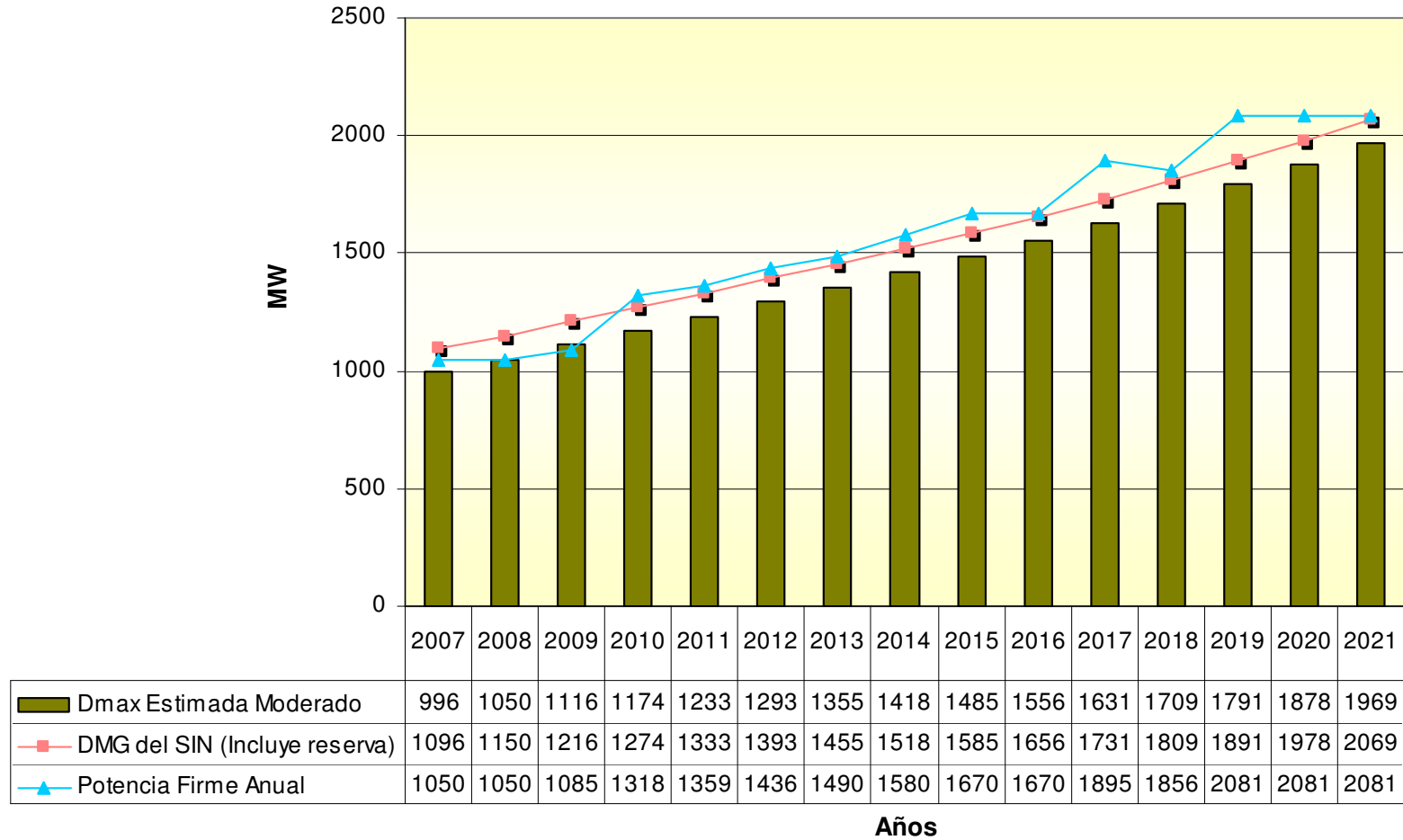


GRÁFICO N° 9.15: Generación Térmica vs Hidráulica del Caso MHTGBC7

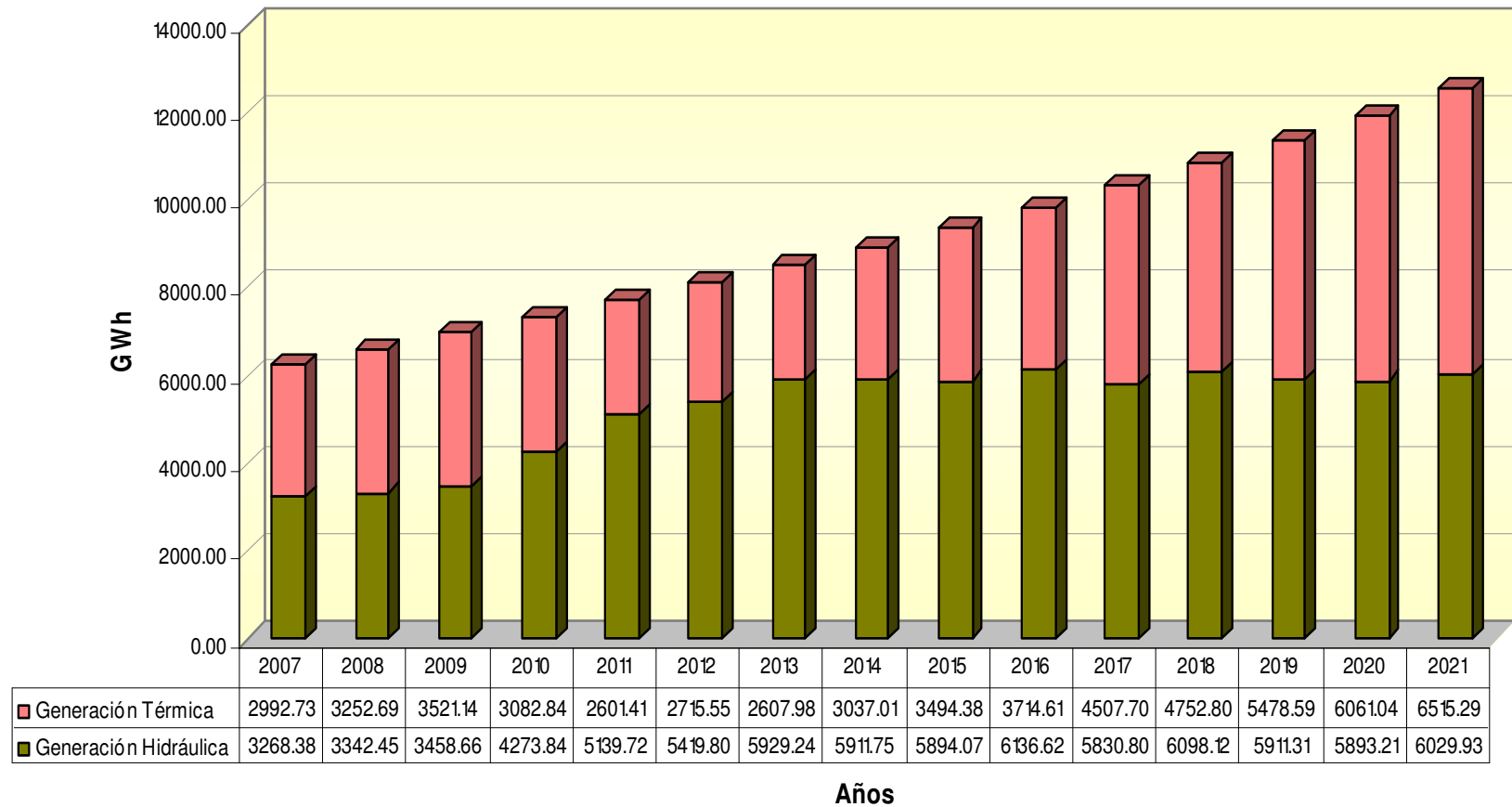
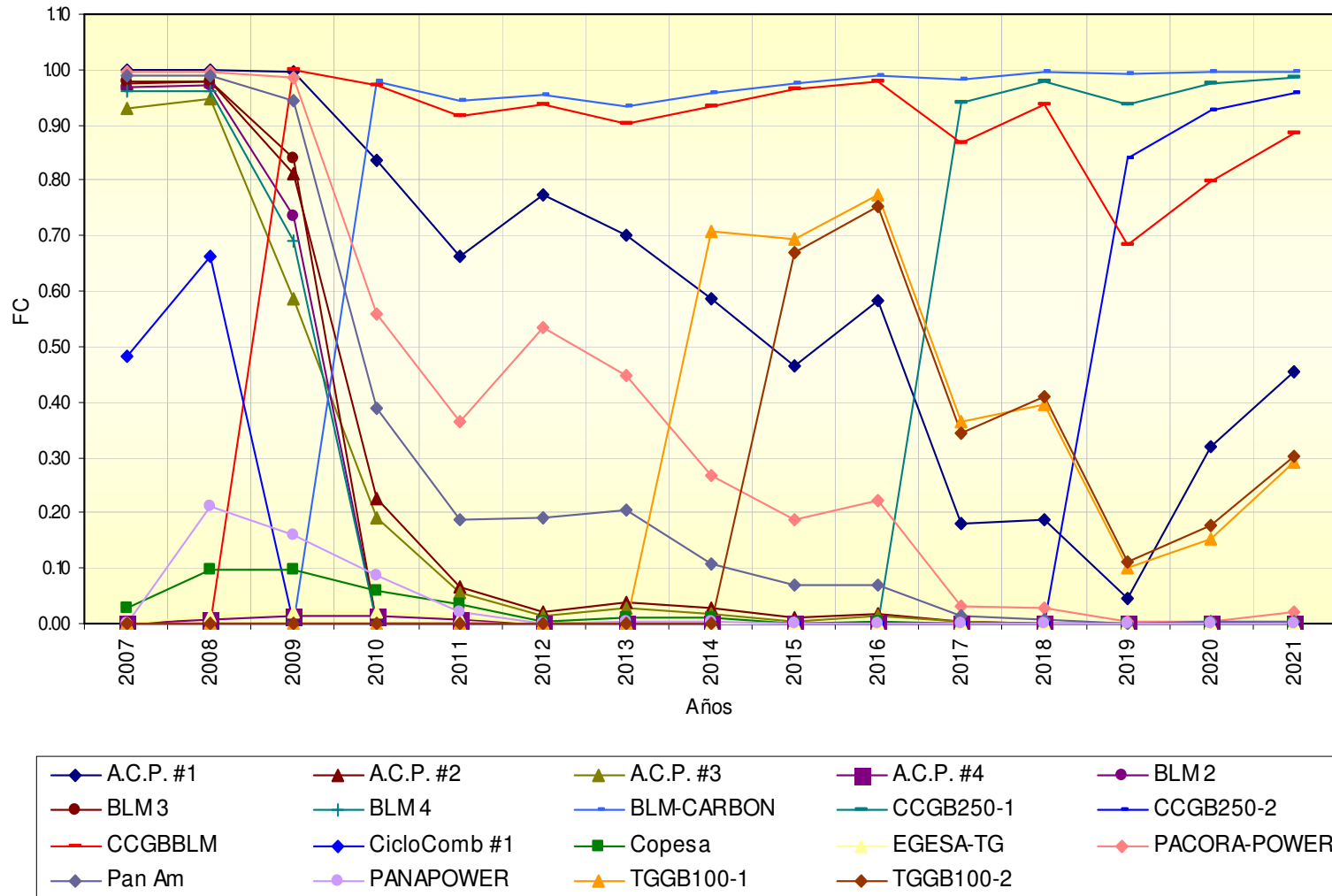


GRÁFICO N° 9.16: Factor de Planta de las Termoelectricas del Caso MHTGBC7



CUADRO N° 9.2: Consumo promedio diario de gas natural del caso MHTGBC7

<b>Consumo Promedio Diario de Gas (pies3)</b>						
<b>Años</b>	<b>CCGB BLM</b>	<b>CCGB 250</b>	<b>CCGB 250</b>	<b>TGGB 100</b>	<b>TGGB 100</b>	<b>Total</b>
2007	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-
2009	23,492	-	-	-	-	23,492
2010	22,868	-	-	-	-	22,868
2011	21,575	-	-	-	-	21,575
2012	22,069	-	-	-	-	22,069
2013	21,197	-	-	-	-	21,197
2014	21,951	-	-	13,340	-	35,290
2015	22,702	-	-	13,090	12,663	48,455
2016	22,991	-	-	14,616	14,195	51,803
2017	20,398	32,694	-	6,865	6,483	66,440
2018	22,069	33,994	-	7,479	7,711	71,253
2019	16,052	32,586	29,188	1,881	2,106	81,814
2020	18,767	33,913	32,177	2,895	3,311	91,063
2021	20,780	34,262	33,283	5,524	5,700	99,549
<b>Total</b>	<b>276,912</b>	<b>167,449</b>	<b>94,648</b>	<b>65,690</b>	<b>52,169</b>	<b>656,868</b>

## **Análisis Regional del Caso MHTGBC7**

Con el propósito de determinar el impacto de este plan de expansión, que posee módulos de generación grandes (Ciclos Combinados a Gas de 250 MW), en un contexto regional que considere los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, se estudió la incorporación del plan de expansión del caso MHTGBC7 a un macro-escenario regional. En el Gráfico N° 9.17 se muestran los costos marginales promedio para cada año considerado en este estudio bajo las condiciones antes mencionadas. Los costos marginales promedio resultan inferiores durante el primer tercio del periodo con respecto a los observados en el Gráfico N° 9.13 y para el resto del periodo los costos marginales en este macro-escenario resultan superiores que los que se aprecian en el Gráfico N° 9.13.

En el Gráfico N° 9.18 se aprecia el intercambio neto entre Panamá y la región centroamericana, a través de la interconexión con Costa Rica. Al igual que en el caso MHTCB7C el no contar con inversiones en generación en el corto plazo influyen en el resultado del intercambio neto entre Panamá y el mercado Centroamericano. A partir del 2010 en adelante Panamá se presenta como un país exportador de energía, superando los 3,000 GWh anuales al final del periodo del estudio.

En cuanto a la generación total de Panamá que se muestra en el Gráfico N° 9.19, podemos apreciar que en 2009 disminuye la aportación térmica. Con el ingreso del gas natural por gasoducto en el 2014 se aumenta el aporte de generación térmica de base en el ultimo tercio del estudio.

En comparación con el Gráfico N° 9.16, el Gráfico N° 9.20 muestra factores de planta mayores y con pocas variaciones para las plantas térmicas con tecnología convencional como Pan Am, Pacora y Pana Power, mejorando su factor de planta para el caso MHTGBC7.

El Cuadro N° 9.3 expone el consumo promedio de gas natural por día para cada planta de este plan de expansión. Considerando la posibilidad de exportación vemos que existe un aumento en el consumo de gas natural por parte de las plantas térmicas que utilizan este combustible para operar.

GRÁFICO N° 9.17: Costo Marginal Promedio Anual  
Caso MHTGBC7 en el Macro-Escenario Regional

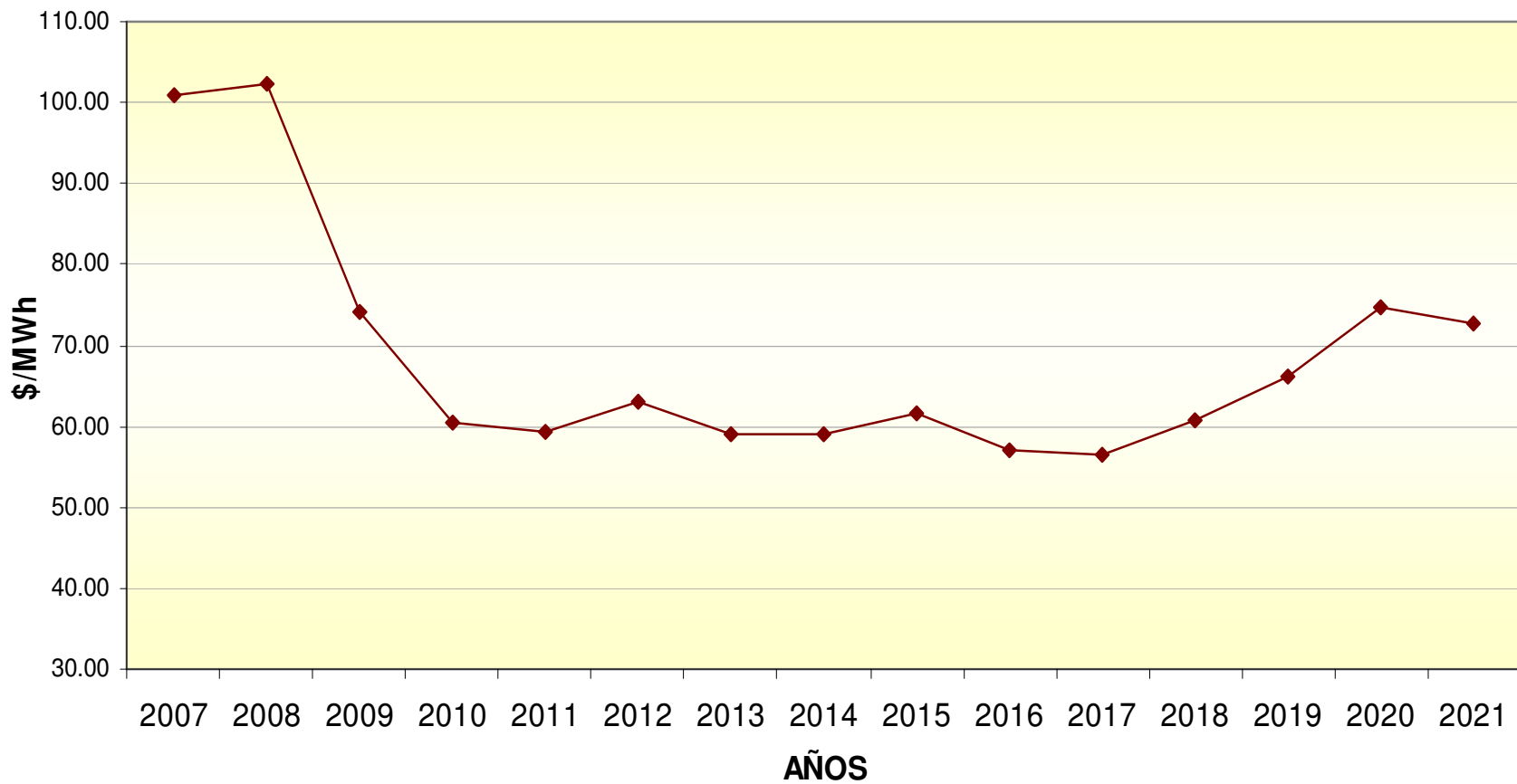
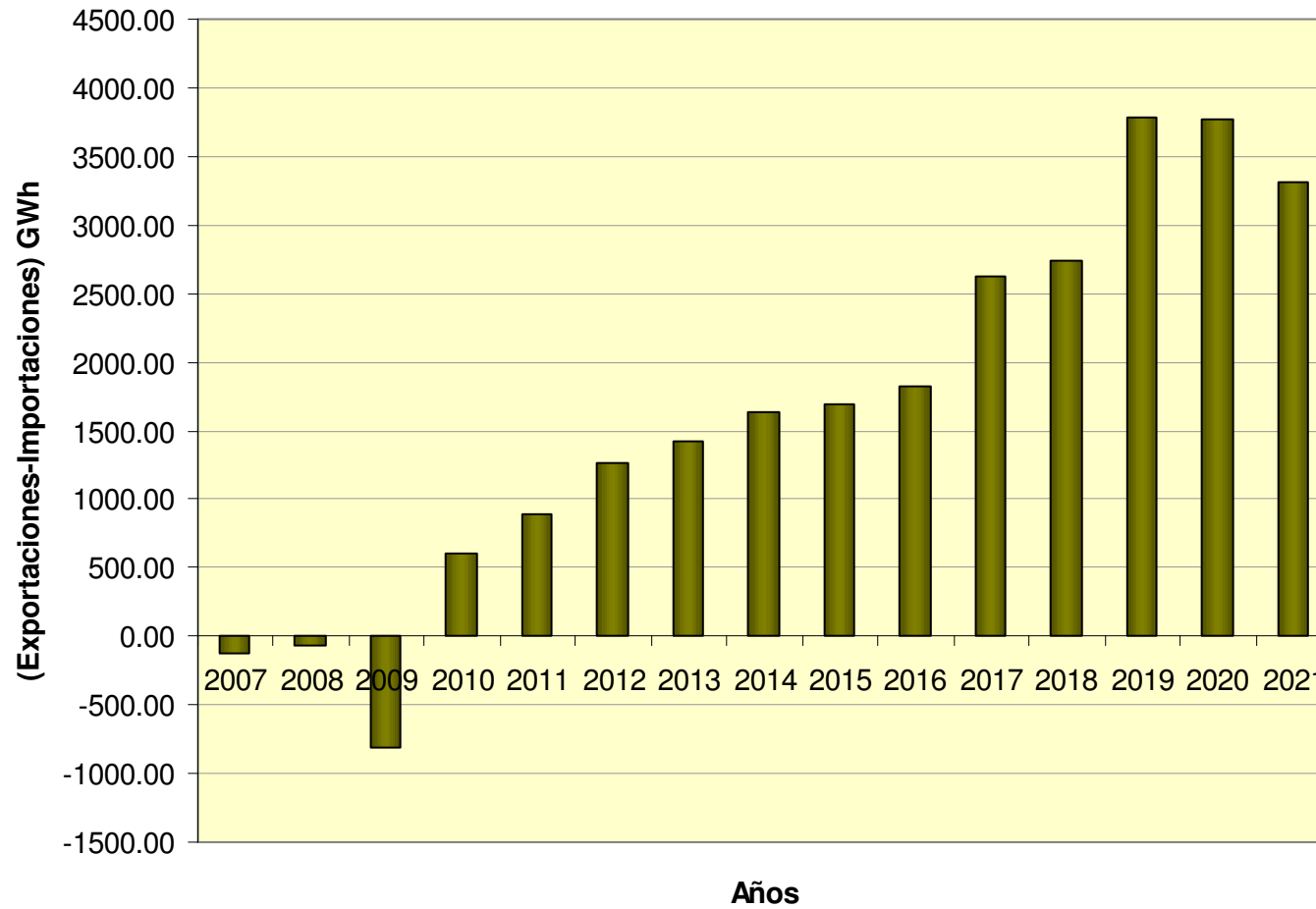






GRÁFICO N°.9.18: Intercambio Neto  
Caso MHTGBC7 en el Macro-Escenario Regional



**GRÁFICO N°. 9.19: Generación Térmica vs Hidráulica  
Caso MHTGBC7 en el Macro-Escenario Regional**

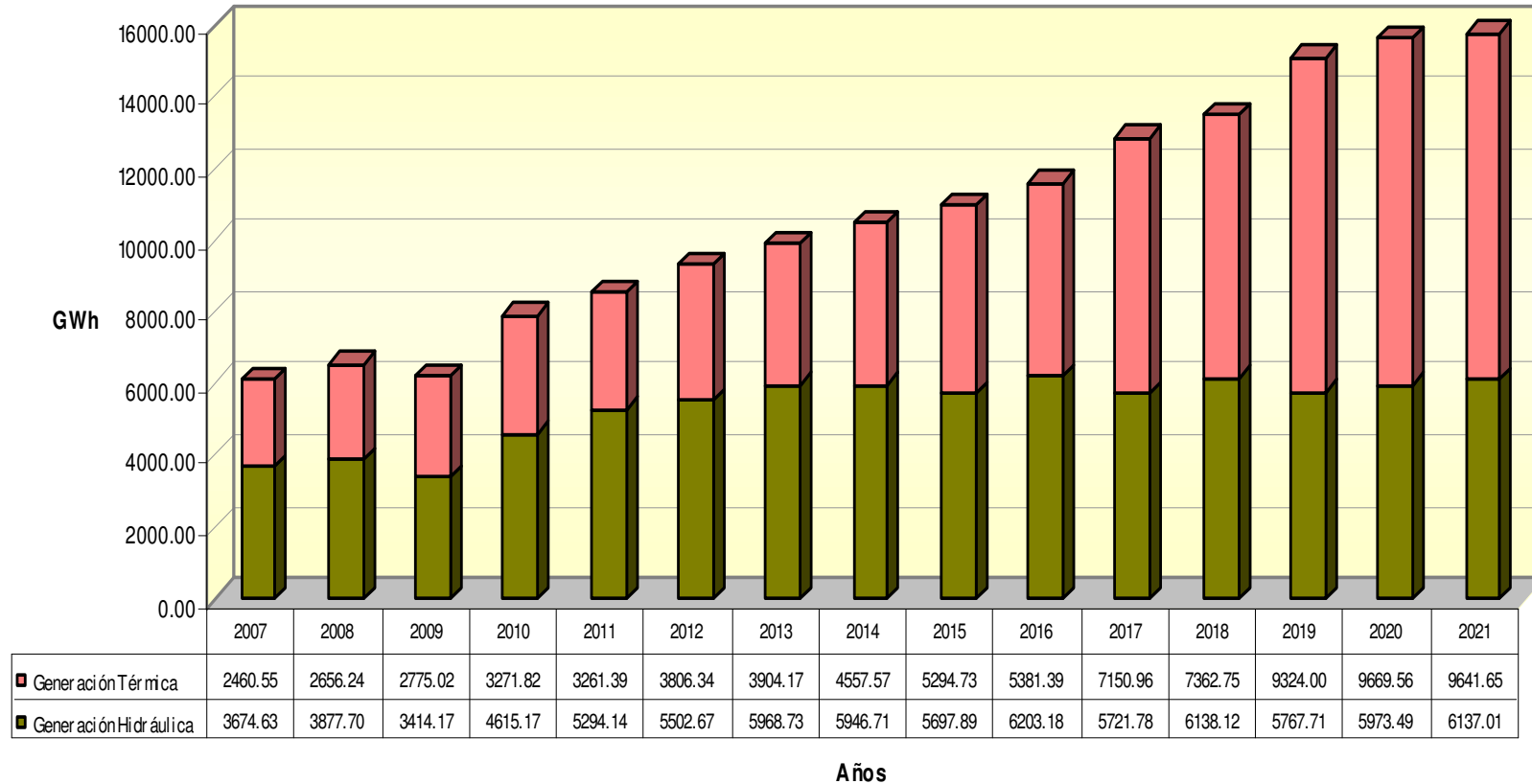
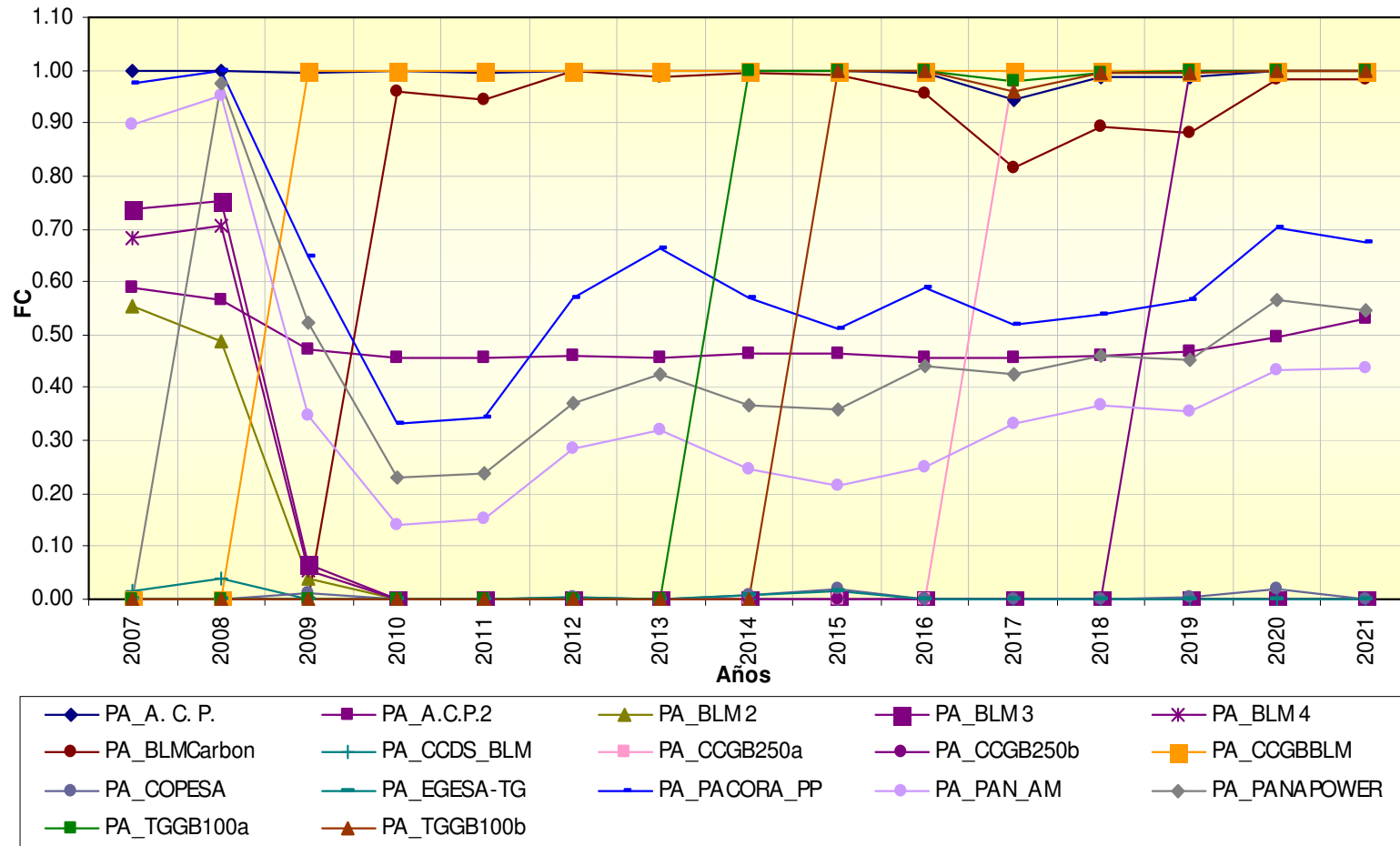


GRÁFICO N° 9.20: Factor de Planta de las Plantas Térmicas  
Caso MHTGBC7 en el Macro-Escenario Regional



**CUADRO N° 9.3: Consumo promedio diario de gas natural  
Caso MHTGBC7 en el Macro-Escenario Regional**

<b>Consumo Promedio Diario de Gas (pies3)</b>						
<b>Años</b>	<b>CCGB BLM</b>	<b>CCGB 250</b>	<b>CCGB 250</b>	<b>TGGB 100</b>	<b>TGGB 100</b>	<b>Total</b>
2007	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-
2009	23,520	-	-	-	-	23,520
2010	23,522	-	-	-	-	23,522
2011	23,454	-	-	-	-	23,454
2012	23,526	-	-	-	-	23,526
2013	23,522	-	-	-	-	23,522
2014	23,526	-	-	18,847	-	42,373
2015	23,526	-	-	18,874	18,874	61,273
2016	23,526	-	-	18,867	18,842	61,234
2017	23,526	34,759	-	18,475	18,139	94,899
2018	23,526	34,759	-	18,785	18,749	95,819
2019	23,526	34,759	34,759	18,838	18,757	130,639
2020	23,526	34,759	34,759	18,867	18,864	130,775
2021	23,526	34,759	34,759	18,874	18,874	130,791
<b>Total</b>	<b>305,747</b>	<b>173,795</b>	<b>104,277</b>	<b>150,428</b>	<b>131,098</b>	<b>865,346</b>

## CASO N° 4: MHTGDC7

### Descripción del Caso

En este caso se utilizaron como proyectos candidatos adicionales ciclos combinados y turbinas a gas en base a gas natural, de tamaños apropiados para el sistema de potencia de Panamá. Se considera la conversión a carbón de las unidades 2, 3 y 4 de BLM, así como la conversión a gas del Ciclo Combinado de esta misma planta. De acuerdo con el escenario propuesto por COPE, se considera el ingreso de gas natural transportado por gasoducto a nuestro país en el año 2012, con un precio de 5.30 \$/pie<sup>3</sup> en ese año. Los costos totales de este plan son los siguientes:

Costo Total de Inversión: 694.09 MM \$

Costo de Operación: 1,503.31 MM\$

Costo de Déficit: 0.364 MM\$

Costo Total: 2,197.76 MM\$

Observaciones: Se contempla la conversión del Ciclo Combinado de Bahía Las Minas a gas natural, el cual será transportado por gasoducto en el año 2012.

En este plan de expansión, la capacidad total de proyectos hidroeléctricos nuevos es de 414 MW (34% del total). Como puede observarse, el plan incorpora tres ciclos combinados de gas natural de 250 MW cada uno que sumados constituyen el 57.2% del total de nueva generación propuesta y representa un 86% de la propuesta térmica que en este plan de expansión se presenta. Nótese que hasta el 2011, el plan se asemeja al plan hidrotérmico (MHT7) y al plan que considera la utilización de gas natural transportado por barcaza (MHTGBC7). Para efectos de nuevas plantas que entran al sistema panameño no se considera los proyectos BLM Carbón y Ciclo Combinado BLM debido a que se trata de una conversión a otra tecnología de producción y no incorpora capacidad adicional al sistema de generación.

El Gráfico N° 9.21 permite apreciar la evolución de los costos marginales por bloque horario de este plan de expansión. Los costos marginales presentan valores elevados en los tres primeros años del estudio y, luego, desciende hasta alcanzar valores cercanos a los 40\$/MWh. Se observa un pequeño pico un año antes de la entrada del segundo ciclo combinado de gas natural, haciendo evidente el efecto reductor en los costos marginales que tiene la entrada de este ciclo combinado.

La confiabilidad de potencia se presenta en el Gráfico N° 9.22. Puede apreciarse que, a excepción del período 2007 a 2009, en todos los años del plan se satisface el criterio de confiabilidad de potencia sin que haya evidencia de sobre instalación. En estos años la potencia firme no alcanza a igualarse o superar la demanda máxima de generación estimada debido a que la instalación de nuevas plantas en 2008 y 2009 es baja.

El Gráfico N° 9.23 presenta la generación total de origen hidráulico y térmico para cada año del horizonte del plan presentado para este caso. En los dos primeros años estudiados se mantiene la proporción casi a partes iguales para la generación hidráulica y térmica. Esta última experimenta un decremento sucesivo hasta el año 2013 debido a que el ingreso de nueva generación corresponde principalmente a proyectos hidroeléctricos. Ya en el 2014 muestra un crecimiento de la proporción de la generación térmica debido a la entrada de 250 MW de un ciclo combinado. Las proporciones se mantienen hasta que, en 2019, se observa una proporción a partes iguales producto del ingreso del segundo ciclo combinado de 250 MW. Observe que en los años 2020 y 2021, la generación térmica supera a la generación hidráulica de tal forma que en el último año del horizonte la proporción es de 53% de generación térmica versus un 47% de generación hidráulica.

Por último, el Gráfico N° 9.24 incluye los factores de planta de las termoeléctricas de este plan. Similar al caso anterior, la planta Bahía Las Minas a carbón mantiene factores de planta altos durante el horizonte, mientras que para las máquinas ACP 2 y ACP3 el factor experimenta un descenso sostenido hasta llegar a un valor de cero. Por otra parte, Pana Power y Copesa mantienen valores inferiores a 0.3 hasta 2012 debido a que estas plantas son desplazada por los proyectos hidroeléctricos que ingresan al sistema en 2009, 2010 y 2011, además de las inclusión 2, 3 y 4 de Bahía Las Minas convertidas a carbón. Se observan un comportamiento particular en los valores del factor de planta de Pan Am, Pacora, ACP 1 y el Ciclo Combinado de Bahía Las Minas, ya que inicialmente descienden los valores y luego se presentan picos en el año anterior a la entrada de los ciclos combinados de 250 MW. De esta forma, se identifica el desplazamiento de estas plantas debido al ingreso de plantas de mayor tamaño y menor costo de producción.

El Cuadro N° 9.4 muestra, en pies cúbicos, el consumo promedio diario de gas natural por planta. Se aprecia que no se alcanza el consumo de 70,000 pies cúbicos que justificaría la construcción de un gasoducto entre Colombia y Panamá hasta el año 2018. Por lo tanto, no es factible su inclusión en este escenario para el año 2012.

GRÁFICO N° 9.21: Costo Marginal Promedio Anual del Caso MHTGDC7

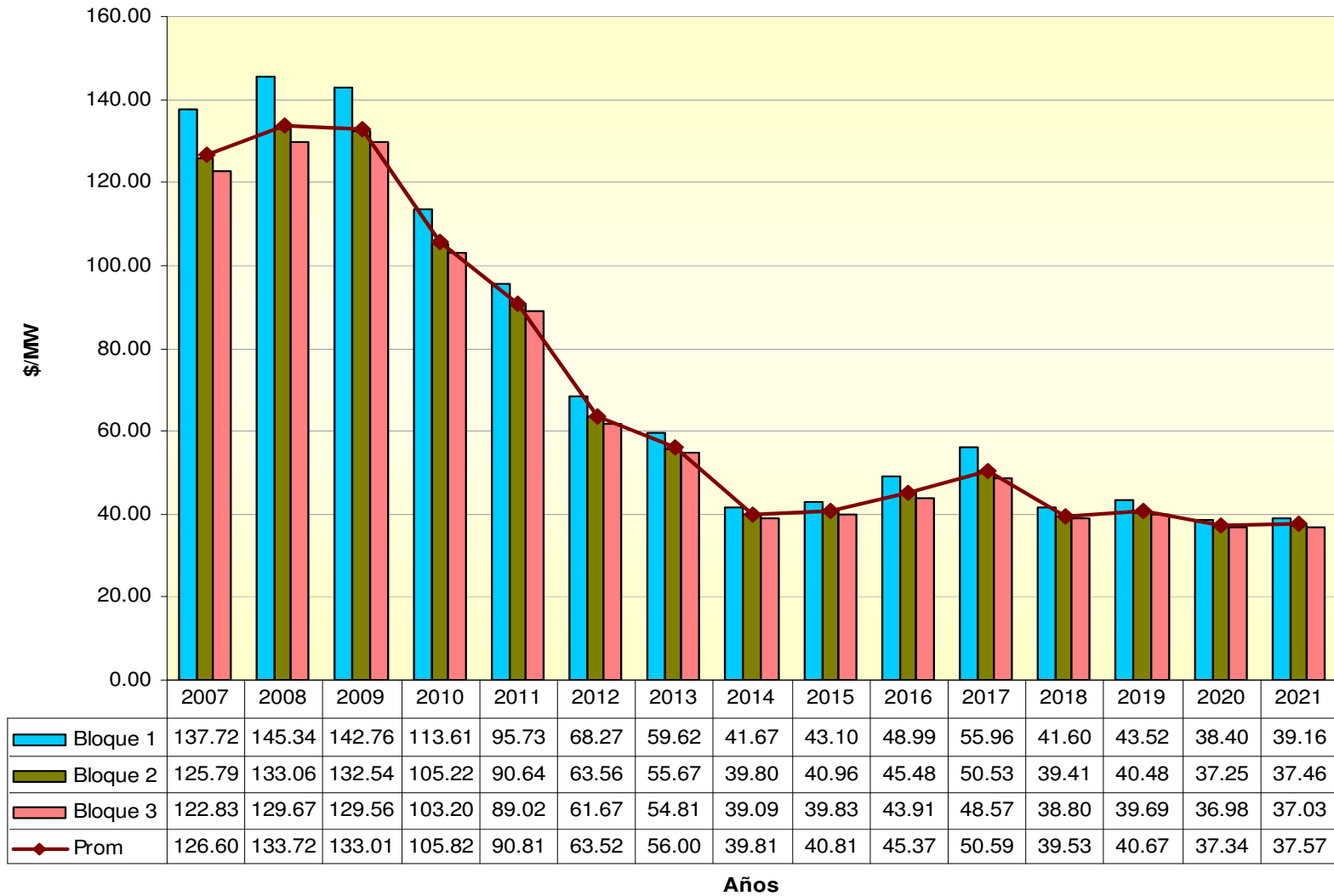


GRÁFICO N°9.22: Balance de Potencia vs Demanda del Caso MHTGDC7

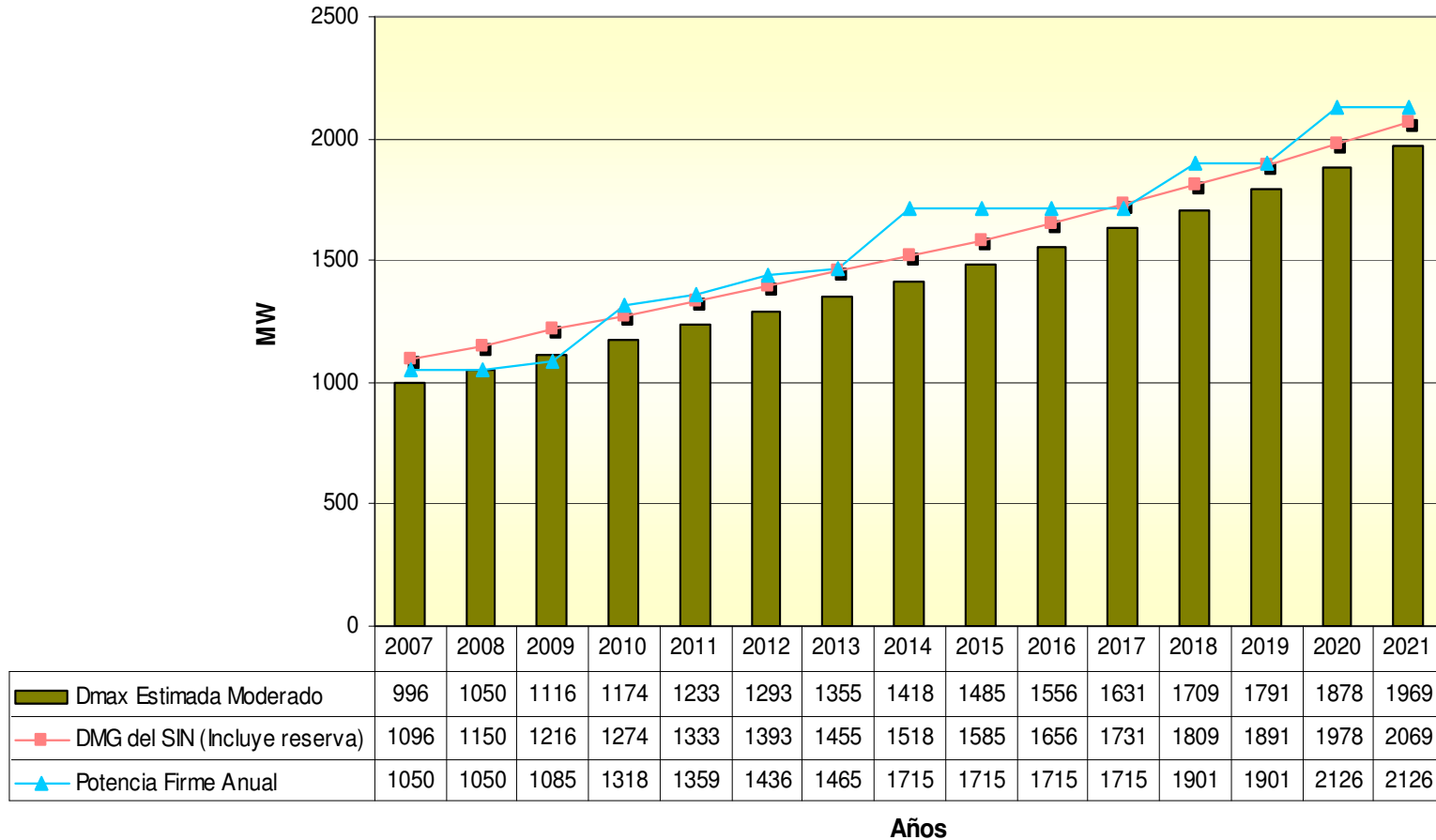
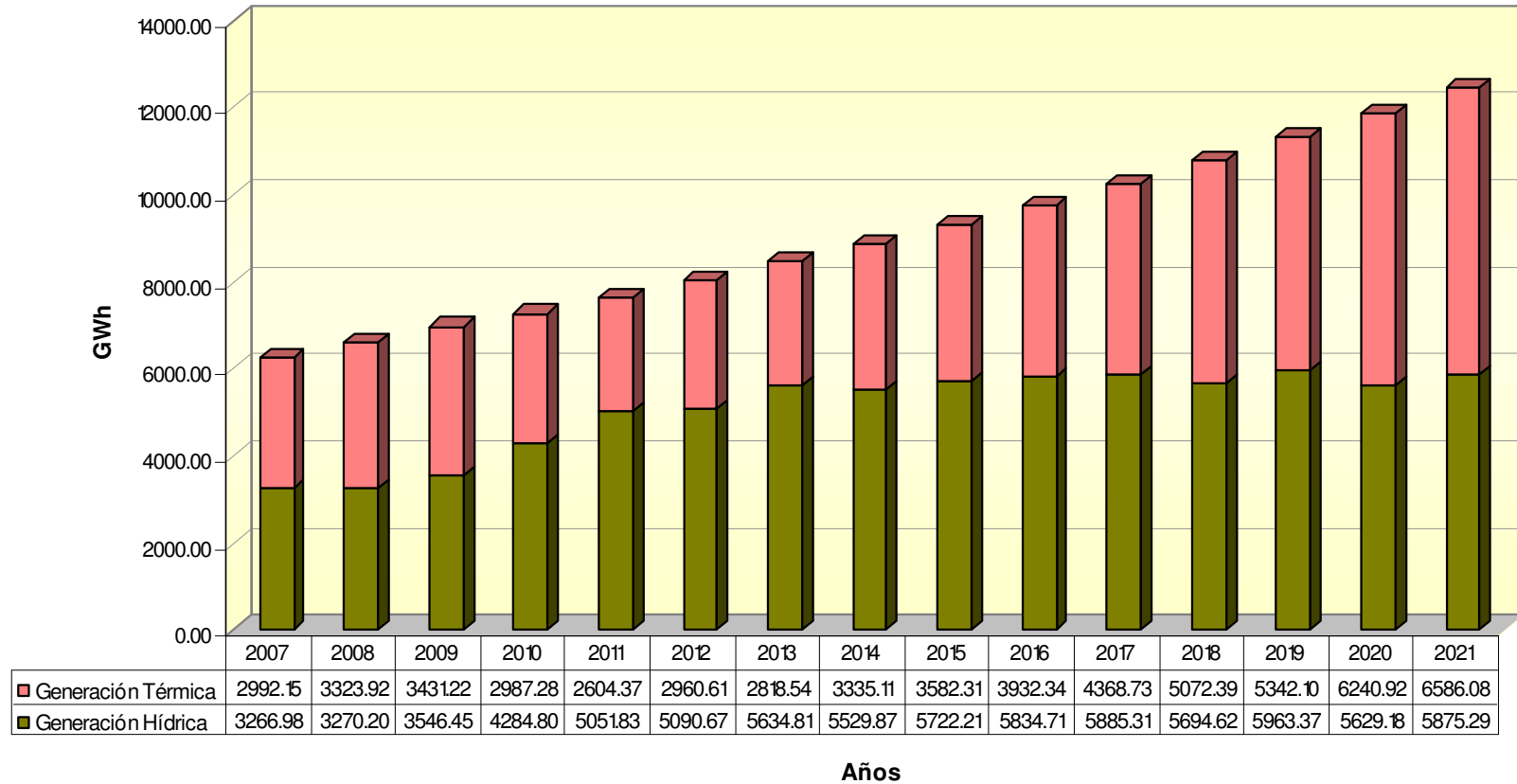
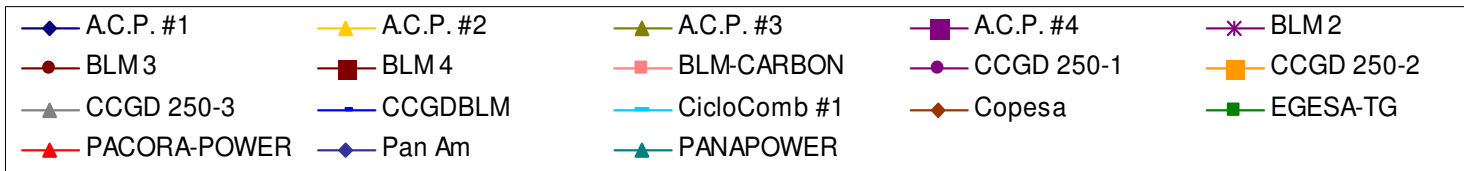
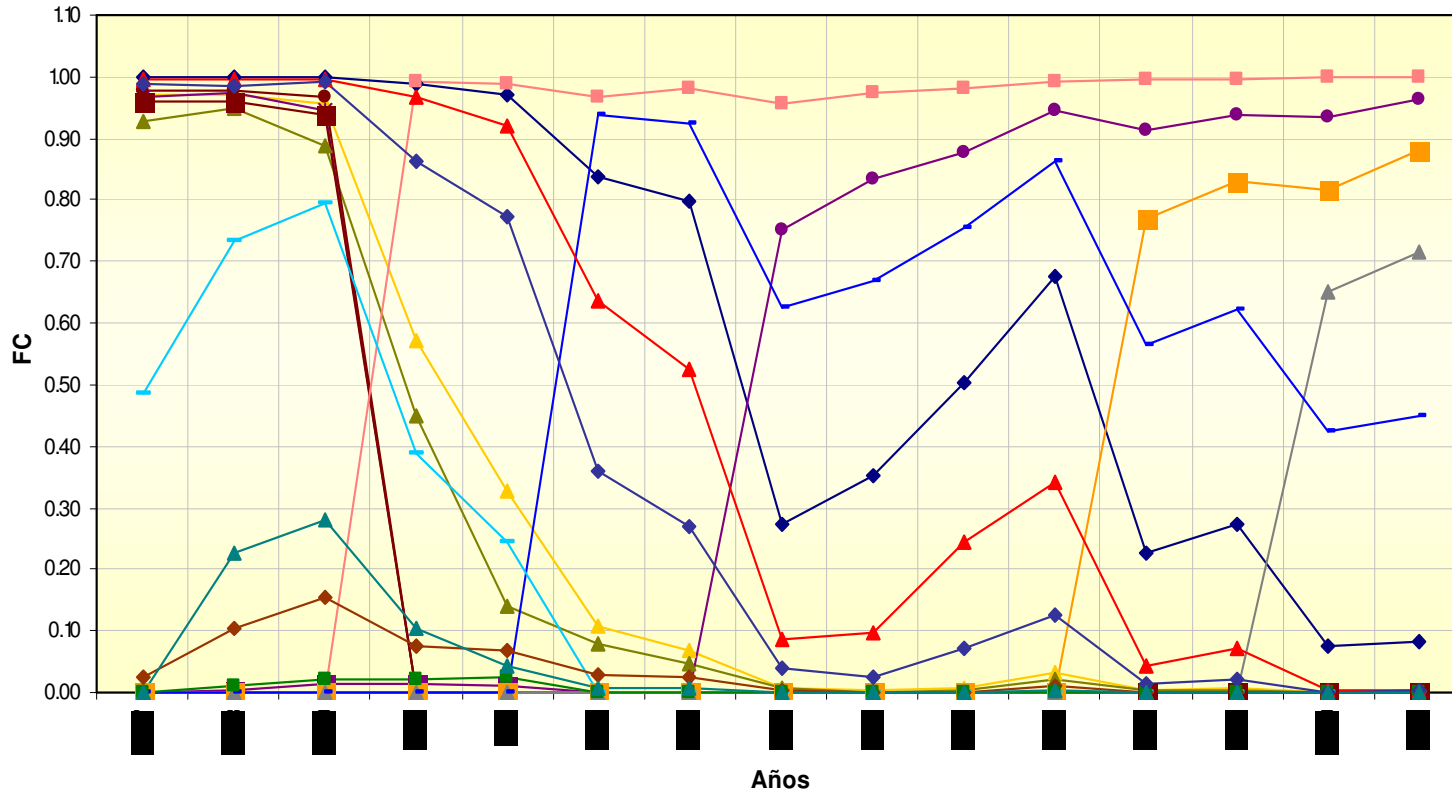




GRÁFICO N° 9.23: Generación Térmica vs Hidráulica del Caso MHTGDC7



GRÁFICA N° 9.24: Factor de Planta de las Termoeléctricas del Caso MHTGDC7



CUADRO N° 9.4: Consumo promedio diario de gas natural del Caso MHTGDC7

<b>Consumo Promedio Diario de Gas (pies3)</b>					
<b>Años</b>	<b>CCGD BLM</b>	<b>CCGD 250</b>	<b>CCGD 250</b>	<b>CCGD 250</b>	<b>Total</b>
2007	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-
2012	22,088	-	-	-	22,088
2013	21,771	-	-	-	21,771
2014	14,720	26,155	-	-	40,875
2015	15,727	29,021	-	-	44,748
2016	17,750	30,520	-	-	48,270
2017	20,292	32,900	-	-	53,193
2018	13,315	31,733	26,733	-	71,781
2019	14,591	32,595	28,857	-	76,043
2020	9,983	32,504	28,403	30,781	101,671
2021	10,564	33,495	30,625	33,836	108,520
<b>Total</b>	<b>160,802</b>	<b>248,922</b>	<b>114,619</b>	<b>64,617</b>	<b>588,959</b>

## **Análisis Regional del Caso MHTGDC7**

Con el propósito de determinar el impacto de este plan de expansión, que posee módulos de generación grandes (unidades de Ciclo Combinado a gas de 250 MW), en un contexto regional que considere los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, se estudió la incorporación del plan de expansión del caso MHTGDC7 a un macro-escenario regional. En el Gráfico N° 9.25 se muestran los costos marginales promedio para cada año considerado en este estudio bajo las condiciones antes mencionadas. Los costos marginales promedio resultan inferiores antes de 2012 con respecto a los observados en el Gráfico N° 9.21 y para el resto del periodo los costos marginales en este macro-escenario resultan superiores de los que se aprecian en el Gráfico N° 9.21.

A partir de 2011, Panamá se vuelve un país netamente exportador. Como en los dos casos previos, la generación térmica disminuye en 2009, producto de las importaciones registradas, tal como se aprecia en el Gráfico N° 9.26. Note el crecimiento de la generación térmica para el resto del periodo. La aportación del parque de generación térmico se incrementa en este macro-escenario, debido a la capacidad de intercambio con la región.

Los factores de planta de las termoeléctricas contempladas en el plan de expansión de este caso se presentan en el Gráfico N° 9.27. Las plantas térmicas en base a carbón y gas natural transportado por gasoducto presentan factores de planta muy cercanos a uno, a partir de su incorporación al sistema, mejorando sus factores de planta en comparación con los mostrados en el Gráfico N° 9.24. Otras plantas térmicas que se ven favorecidas por estas condiciones de intercambio son Pan Am, Pacora y Pana Power que, como los casos previos, presentan mejoras en sus respectivos factores de planta. Como es de esperarse, la situación generada en este macro-escenario ocasiona un crecimiento del consumo de gas natural por parte de las termoeléctricas que utilizan este combustible para operar.

GRÁFICO N° 9.25: Costo Marginal Promedio Anual  
Caso MHTGDC7 en el Macro-Escenario Regional

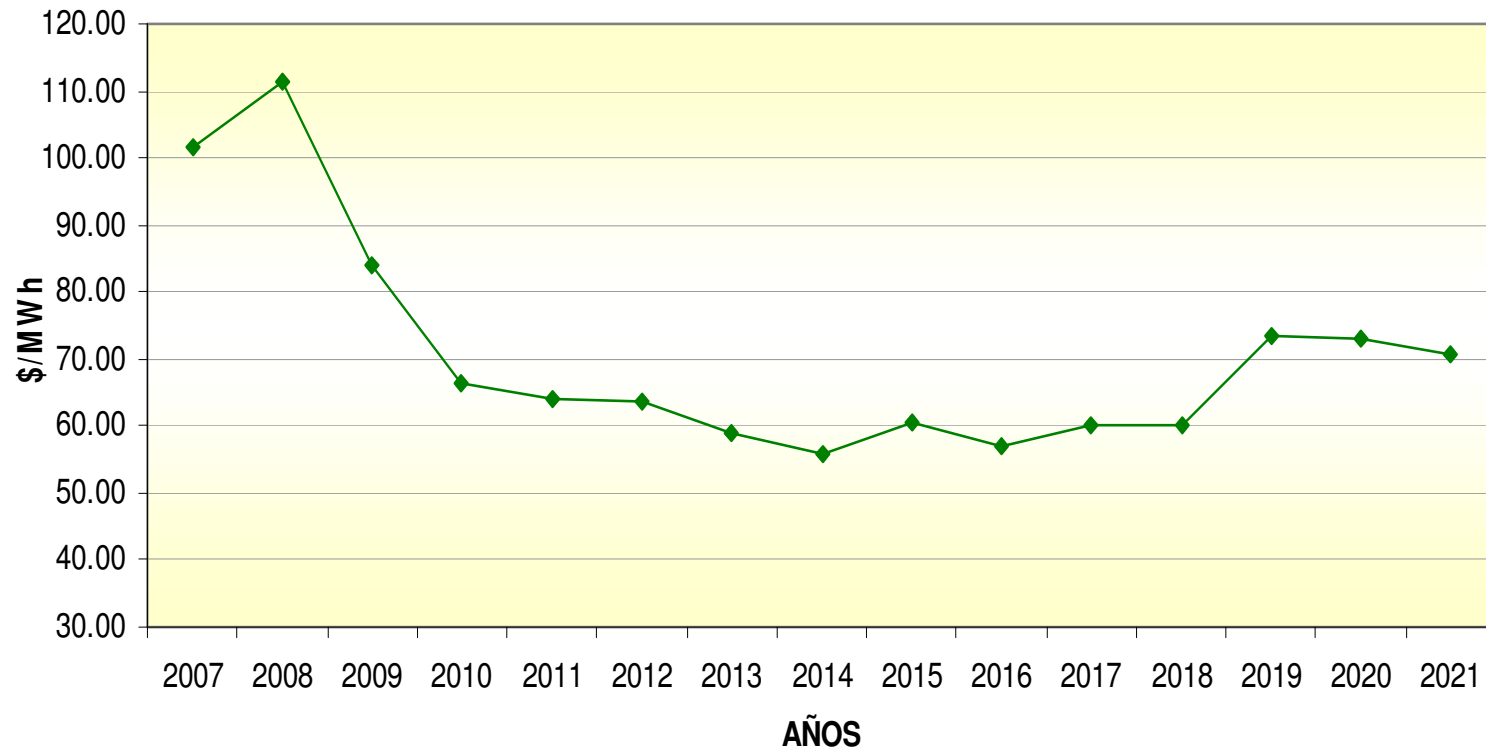
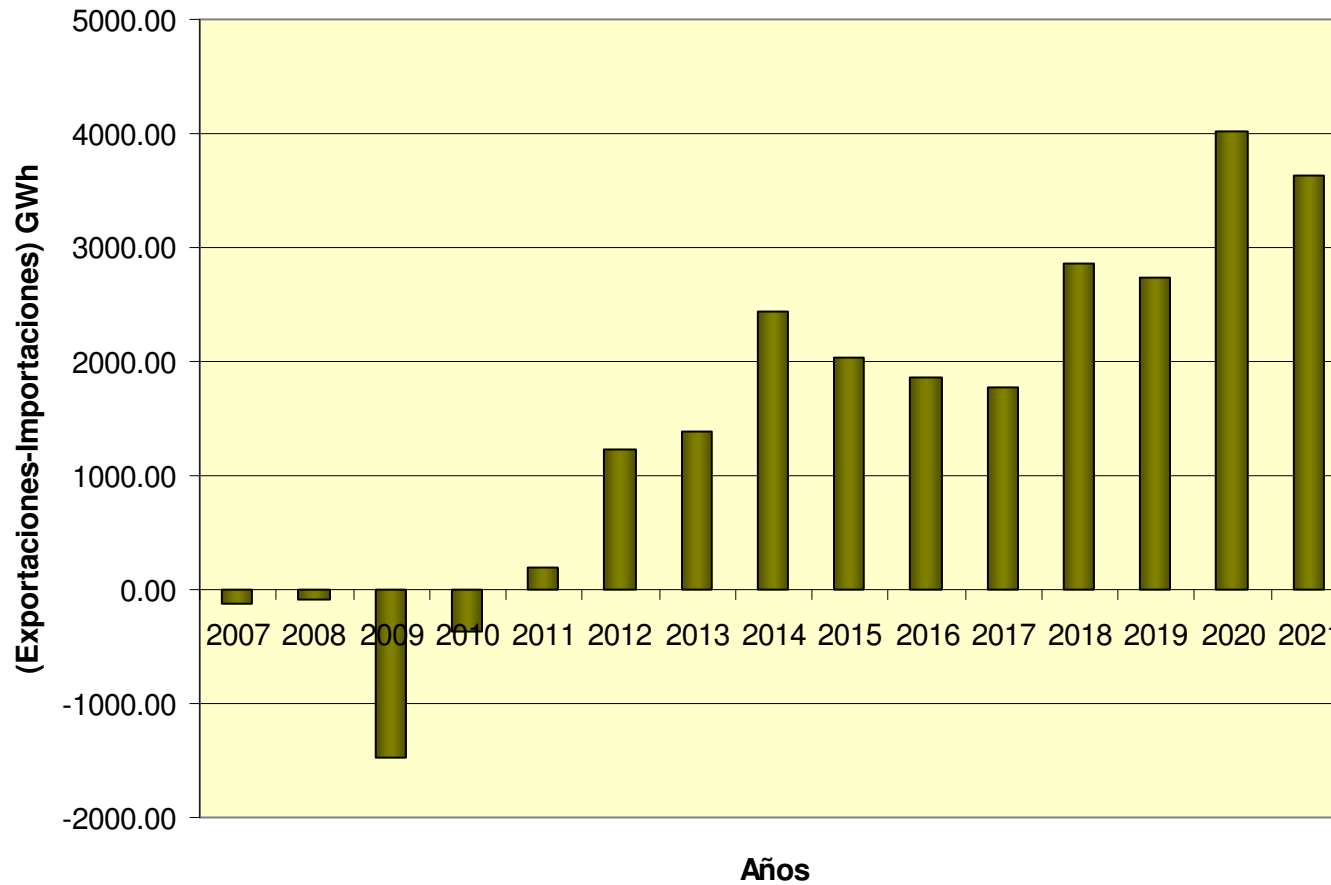
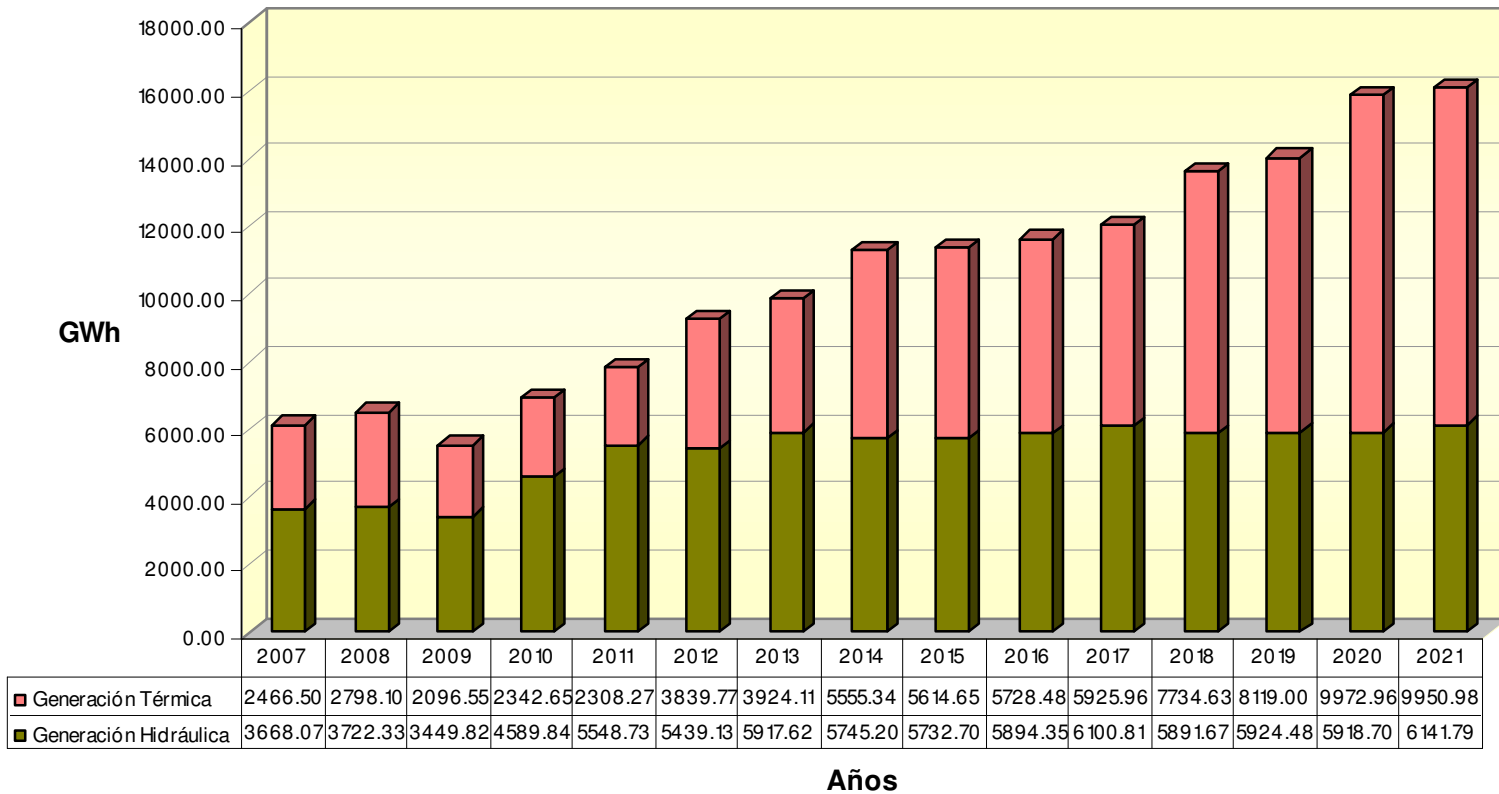


GRÁFICO N°.9.26: Intercambio Neto  
Caso MHTGDC7 en el Macro-Escenario Regional

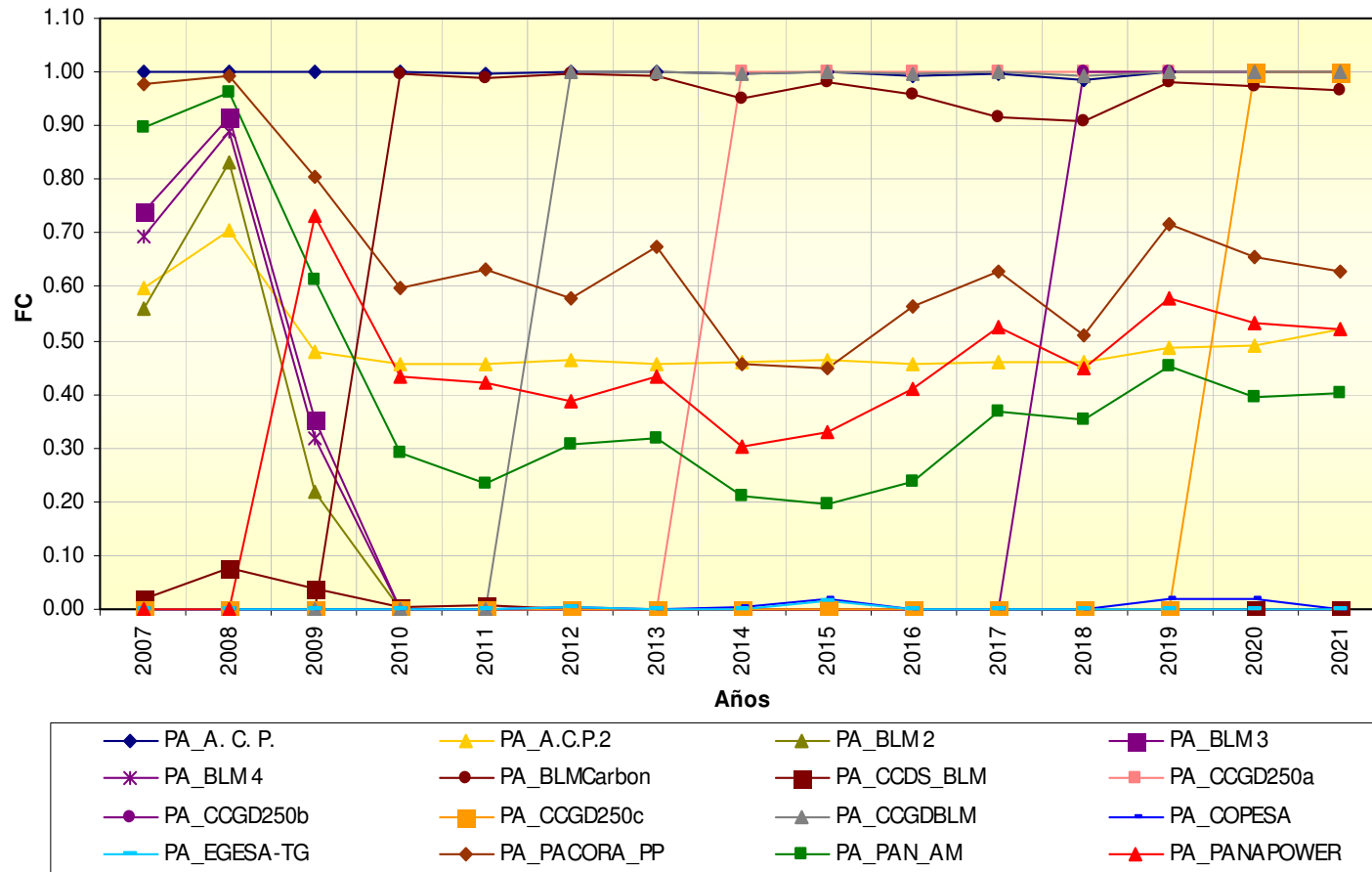


**GRÁFICO N° 9.27: Generación Térmica vs Hidráulica  
Caso MHTGDC7 en el Macro-Escenario Regional**





GRÁFICA N° 9.28: Factor de Planta de las Termoeléctricas  
Caso MHTGDC7 en el Macro-Escenario Regional





CUADRO N° 9.5: Consumo promedio diario de gas natural  
Caso MHTGDC7 en el Macro-Escenario Regional

<b>Consumo Promedio Diario de Gas (pies3)</b>					
<b>Años</b>	<b>CCGD BLM</b>	<b>CCGD 250</b>	<b>CCGD 250</b>	<b>CCGD 250</b>	<b>Total</b>
2007	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-
2012	23,526	-	-	-	23,526
2013	23,524	-	-	-	23,524
2014	23,446	34,757	-	-	58,204
2015	23,526	34,759	-	-	58,285
2016	23,482	34,759	-	-	58,241
2017	23,526	34,759	-	-	58,285
2018	23,348	34,759	34,759	-	92,866
2019	23,526	34,759	34,759	-	93,044
2020	23,514	34,759	34,759	47,177	140,210
2021	23,526	34,759	34,759	47,184	140,228
<b>Total</b>	<b>234,942</b>	<b>278,071</b>	<b>139,036</b>	<b>94,361</b>	<b>746,411</b>

## CASO N°.5: MHTTLA7

### Descripción del Caso

En este caso se utilizaron como proyectos candidatos adicionales un proyecto eólico de 80 MW (Panamá Green Power), un proyecto termoeléctrico de 250 MW en base a turba, ciclos combinados y turbinas de gas en base a gas natural y plantas de carbón, de tamaños apropiados para el sistema de potencia de Panamá. Igualmente, se considera la conversión a carbón de las unidades 2, 3 y 4 de Bahía Las Minas. De acuerdo con el escenario propuesto por COPE, se considera el ingreso de gas natural transportado por gasoducto a nuestro país en 2012, con un precio de 5.30 \$/pie<sup>3</sup> en ese año. Los costos totales de este plan se muestran a continuación.

Costo Total de Inversión: 744.65 MM \$

Costo de Operación: 1,427.05 MM\$

Costo de Déficit: 0.130 MM\$

Costo Total: 2,171.43 MM\$

Observaciones: Se contempla la conversión del Ciclo Combinado de Bahía Las Minas a gas natural, el cual será transportado por gasoducto en el año 2012.

En este plan de expansión, los proyectos hidroeléctricos representan el 30% de la nueva generación que entra al sistema. Como puede observarse, el plan incorpora un ciclo combinado de gas natural de 250 MW, una planta termoeléctrica de 250 MW en base a turba y una turbina de gas, constituyendo así el 40% del total de nueva generación propuesta, lo cual representa un 83% de la propuesta térmica que en este plan de expansión se presenta. Nótese que hasta el 2010, el plan se asemeja a los planes convencional (MHT7) y los que consideran la utilización de gas natural transportado por barcaza (MHTGBC7) y por gasoducto (MHTGDC7). Para efectos de nuevas plantas que entran al sistema panameño no se considera los proyectos BLM Carbón y Ciclo Combinado BLM debido a que se trata de una conversión a otra tecnología de producción y no incorpora capacidad adicional al sistema de generación.

El Gráfico N° 9.29 permite apreciar la evolución de los costos marginales por bloque de este plan de expansión. Los costos marginales presentan valores elevados en los tres primeros años del estudio y, luego, desciende hasta alcanzar valores inferiores a los 40\$/MWh en algunos años. Después del año 2016 se experimenta un crecimiento en los costos marginales, alcanzando 46\$/MWh al final del periodo estudiado.

La confiabilidad de potencia se presenta en el Gráfico N° 9.30. Puede apreciarse que, a excepción del período 2007 a 2009, en todos los años del plan se satisface el criterio de

confiabilidad de potencia sin que haya evidencia de sobre instalación. En estos años, la potencia firme no alcanza a igualarse o superar la demanda máxima de generación estimada debido a que la instalación de nuevas plantas en 2008 y 2009 es baja. Igualmente, se observan dos picos en el gráfico de potencia firme anual en los años 2014 y 2017, años en los cuales entran una planta térmica de turba (250 MW) y un ciclo combinado de gas (250 MW), respectivamente.

El Gráfico N° 9.31 presenta la generación total de origen hidráulico y térmico para cada año del horizonte del plan convencional. En los dos primeros años estudiados se mantiene la proporción casi a partes iguales para la generación hidráulica y térmica. Durante los años 2011, 2012 y 2013, la contribución de generación térmica a la generación total del sistema se ve reducida por la incorporación de los proyectos hidroeléctricos y un proyecto eólico al sistema. Las proporciones se mantienen hasta que, en 2017, se observa un crecimiento de la contribución de las termoeléctricas a la generación total. Observe que en los siguientes dos años analizados la generación térmica e hidráulica mantienen una contribución a partes iguales (50% de generación hidroeléctrica y 50% de generación termoeléctrica), mientras que en el último año la generación térmica supera a la generación hidráulica en un 6%.

En el Gráfico N° 9.32 se presentan los factores de planta de las termoeléctricas de este plan. Similar al caso anterior, la planta BLM a carbón mantiene factores de planta altos durante el horizonte presentando un descenso considerable en 2014 (entrada de planta en base a turba), mientras que para las máquinas ACP 2, ACP3, Pacora y Pan Am el factor experimenta un descenso sostenido hasta llegar a un valor de cero. Por otra parte, Pana Power y Copesa mantienen valores crecientes inicialmente, pero luego disminuyen sus factores de planta hasta cero debido a que estas plantas son desplazada por los proyectos hidroeléctricos que ingresan al sistema después de 2010. Por otro lado, el Ciclo Combinado de BLM convertido a gas y ACP 1 muestran una reducción en su factor de planta, principalmente en los años 2014 (entrada de termoeléctrica de turba) y 2017 (entrada de Ciclo Combinado), para incrementarse un poco después de 2017. La planta Panamá Green Power conserva valores mayores a 0.9 desde su admisión en el sistema hasta finalizar el horizonte, mientras que el Ciclo Combinado a gas presente en este plan muestra un incremento sostenido en su factor de planta desde que su entrada.

El Cuadro N° 9.6 muestra, en pies cúbicos, el consumo promedio diario de gas natural por planta. Se aprecia que no se alcanza el consumo de 70,000 pies cúbicos que justificaría la construcción de un gasoducto entre Colombia y Panamá. Esta condición se genera debido a la incorporación de la planta de turba al parque de generación, desplazando así parte de la generación térmica en base a gas natural. Por lo tanto, no es factible su inclusión en este escenario para el año 2012.

GRÁFICO N° 9.29: Costo Marginal Promedio Anual del Caso MHTTLA7

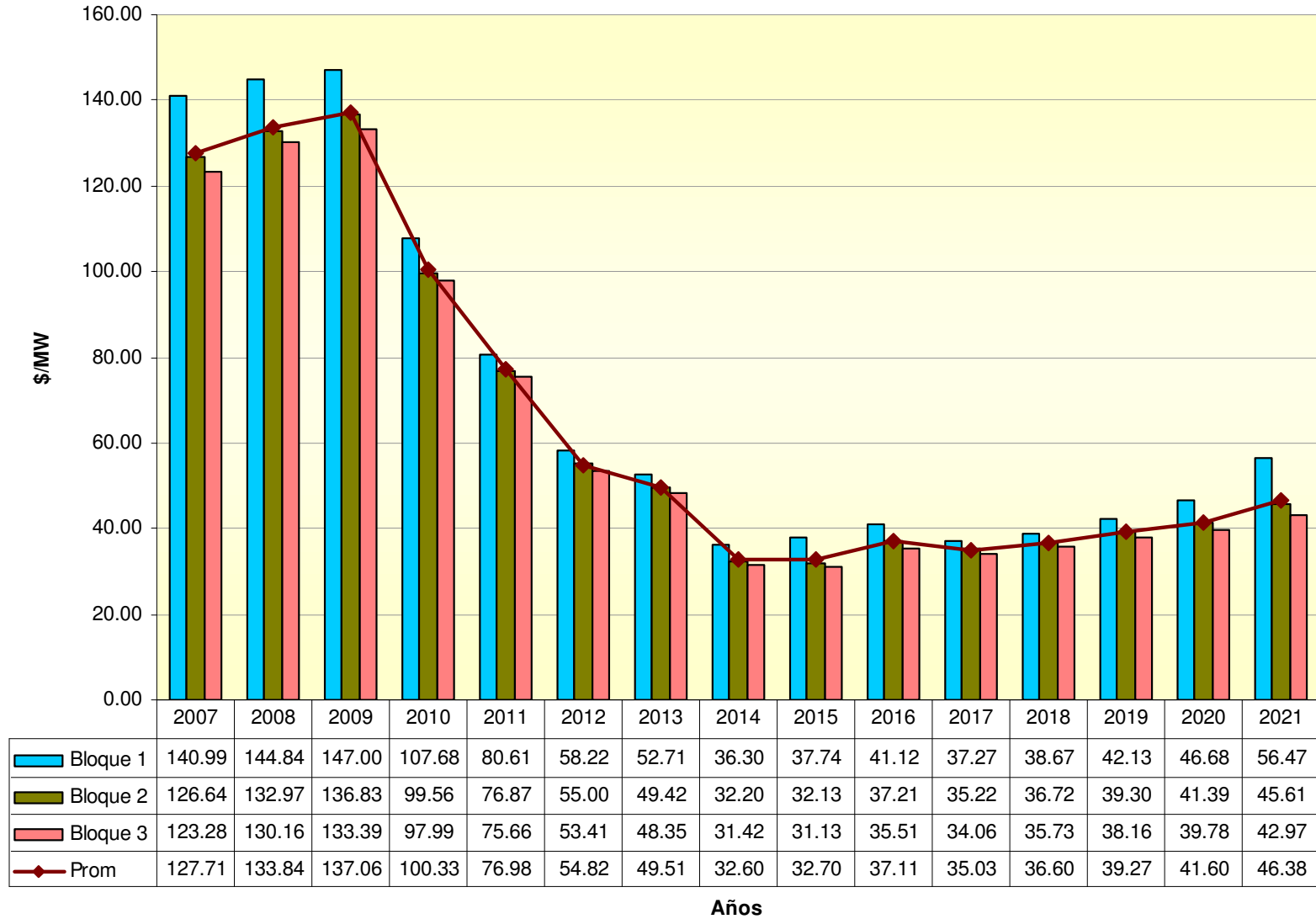


GRÁFICO N°.9.30: Balance de Potencia vs Demanda del Caso MHTTLA7

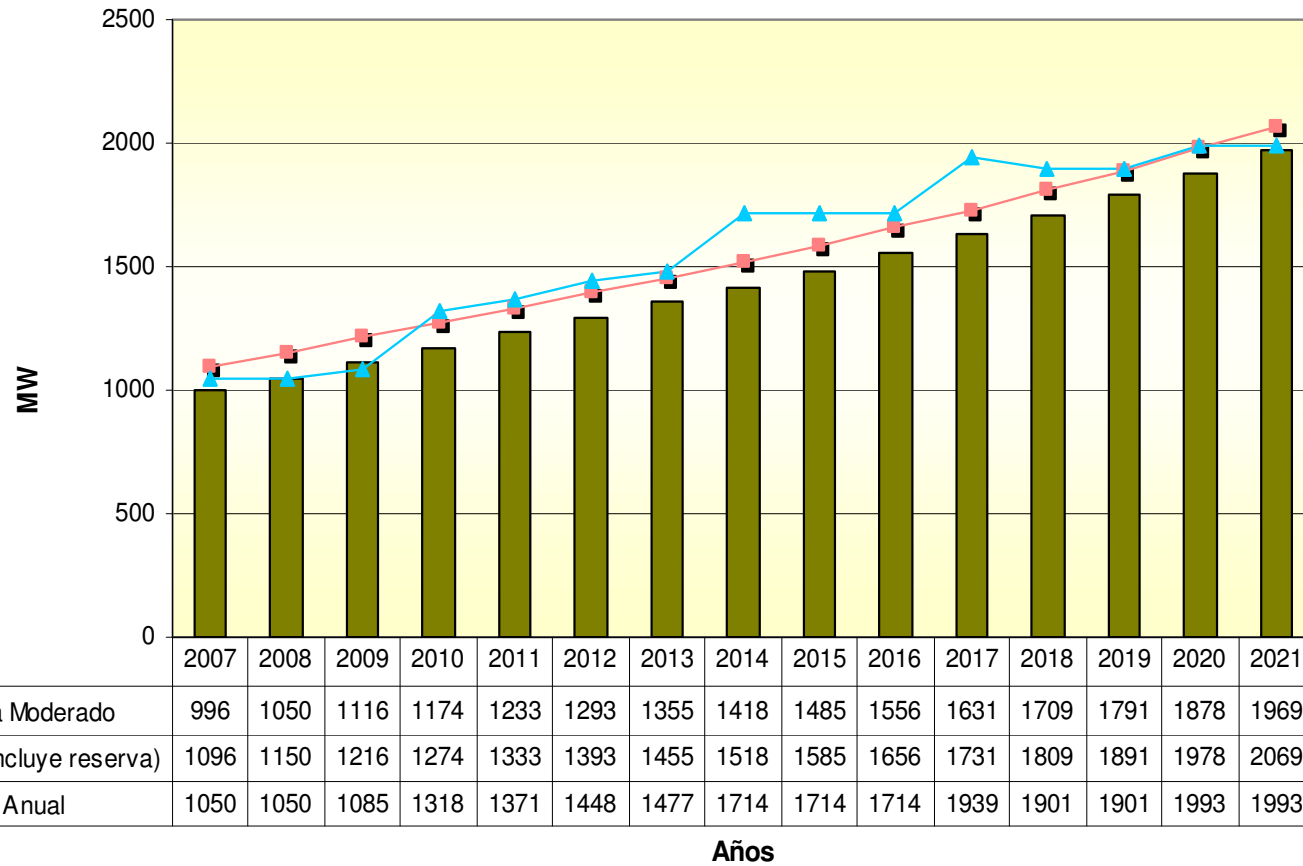
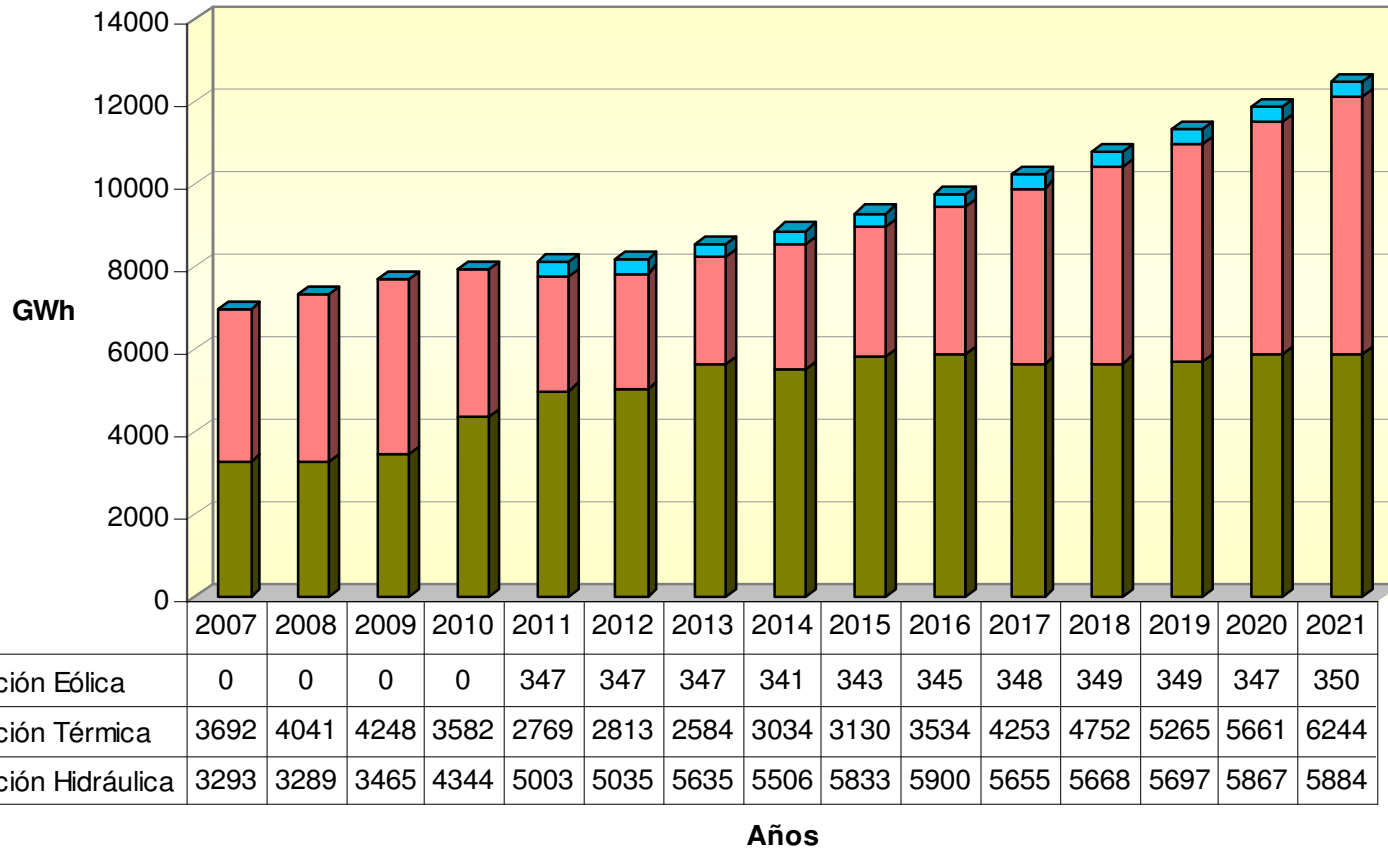
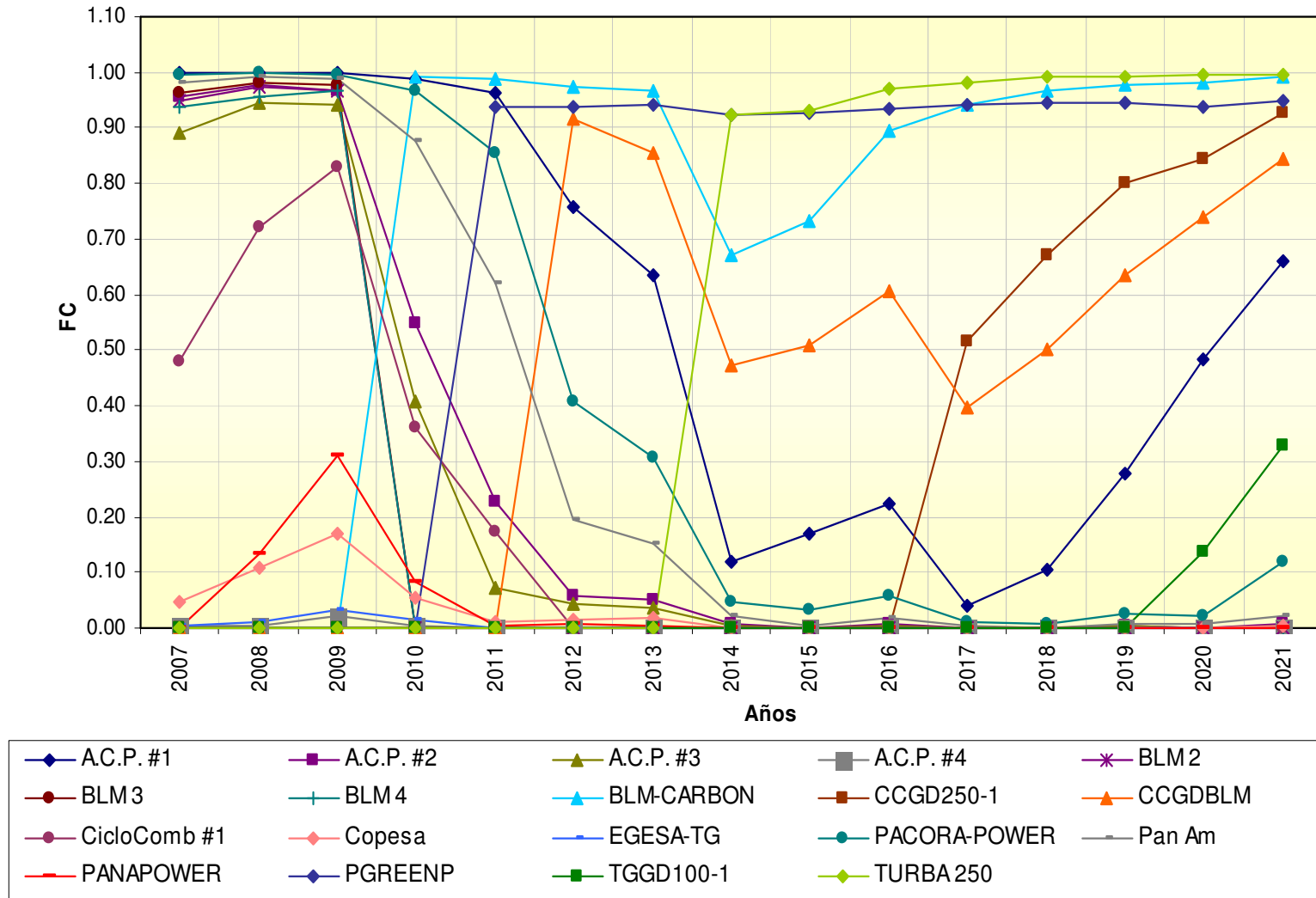


GRÁFICO N° 9.31: Generación Térmica, Hidráulica y Eólica del Caso MHTTLA7



GRÁFICA N° 9.32: Factor de Planta de las Termoléctricas del Caso MHTTLA7



CUADRO N° 9.6: Consumo promedio diario de gas natural del caso MHTTLA7

<b>Consumo Promedio Diario de Gas (pies 3)</b>				
<b>Años</b>	<b>CCGD BLM</b>	<b>CCGD 250</b>	<b>TGGB 100</b>	<b>Total</b>
2007	-	-	-	-
2008	-	-	-	-
2009	-	-	-	-
2010	-	-	-	-
2011	-	-	-	-
2012	21,527	-	-	21,527
2013	20,145	-	-	20,145
2014	11,114	0	-	11,114
2015	11,939	0	-	11,939
2016	14,233	0	-	14,233
2017	9,355	17,882	-	27,237
2018	11,801	23,307	-	35,107
2019	14,972	27,828	-	42,800
2020	17,388	29,338	2,592	49,319
2021	19,862	32,221	6,163	58,246
<b>Total</b>	<b>152,336</b>	<b>130,577</b>	<b>8,755</b>	<b>291,668</b>



## **Análisis Regional del Caso MHTTLA7**

Con el propósito de determinar el impacto de este plan de expansión, que posee módulos de generación grandes (Turba de 250 MW y Ciclo Combinado de 250 MW), en un contexto regional que considere los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, se estudió la incorporación del plan de expansión del caso MHTGBC7 a un macro-escenario regional. En el Gráfico N° 9.33 se muestran los costos marginales promedio para cada año considerado en este estudio bajo las condiciones antes mencionadas. Similar a lo ocurrido con el caso MHTGDC7, los costos marginales promedio resultan inferiores antes de 2012 con respecto a los observados en el Gráfico N° 9.29 y para el resto del periodo los costos marginales en este macro-escenario resultan superiores a los que se aprecian en el Gráfico N° 9.29.

Las importaciones de energía durante el año 2009 para este macro-escenario, como muestra el Gráfico N° 9.34, son superiores a las mostradas en el caso anterior, lo que indica que la condición de poca generación nueva impacta aún más la necesidad de importar energía. A partir de 2011, Panamá se vuelve un país exportador sobretodo en el último tercio del horizonte (3,000 GWh aproximadamente). Como en los casos anteriores, la generación térmica disminuye en 2009, producto de las importaciones registradas, como lo indica el Gráfico N° 9.35. La aportación del parque de generación térmico para el resto del horizonte se incrementa en este macro-escenario, debido a la capacidad de intercambio con Centroamérica. Por su parte, la generación del parque eólico Panama Green Power debido a lo atractivo de su costo operativo permanece prácticamente constante desde su entrada en operación en el 2011.

Los factores de planta de las termoeléctricas contempladas en el plan de expansión de este caso se presentan en el Gráfico N° 9.36. Las plantas térmicas en base a carbón (BLM Carbón), turba, viento y gas natural transportado por gasoducto presentan factores de planta muy cercanos a uno, a partir de su incorporación al sistema, mejorando sus factores de planta en comparación con los mostrados en el Gráfico N° 9.31. Otras plantas térmicas que se ven favorecidas por estas condiciones de intercambio son Pan Am, Pacora y Pana Power que, como los casos previos, presentan mejoras en sus respectivos factores de planta, inclusive tienen valores por arriba de 0.5 al final del horizonte. Como es de esperarse, la situación generada en este macro-escenario también ocasiona un crecimiento del consumo de gas natural por parte de las termoeléctricas que utilizan este combustible para operar. El consumo de gas natural se intensifica en la segunda mitad del horizonte, lo que justifica los niveles de exportaciones presentadas en el Gráfico N° 9.34.

GRÁFICO N° 9.33: Costo Marginal Promedio Anual  
Caso MHTTLA7 en el Macro-Escenario Regional

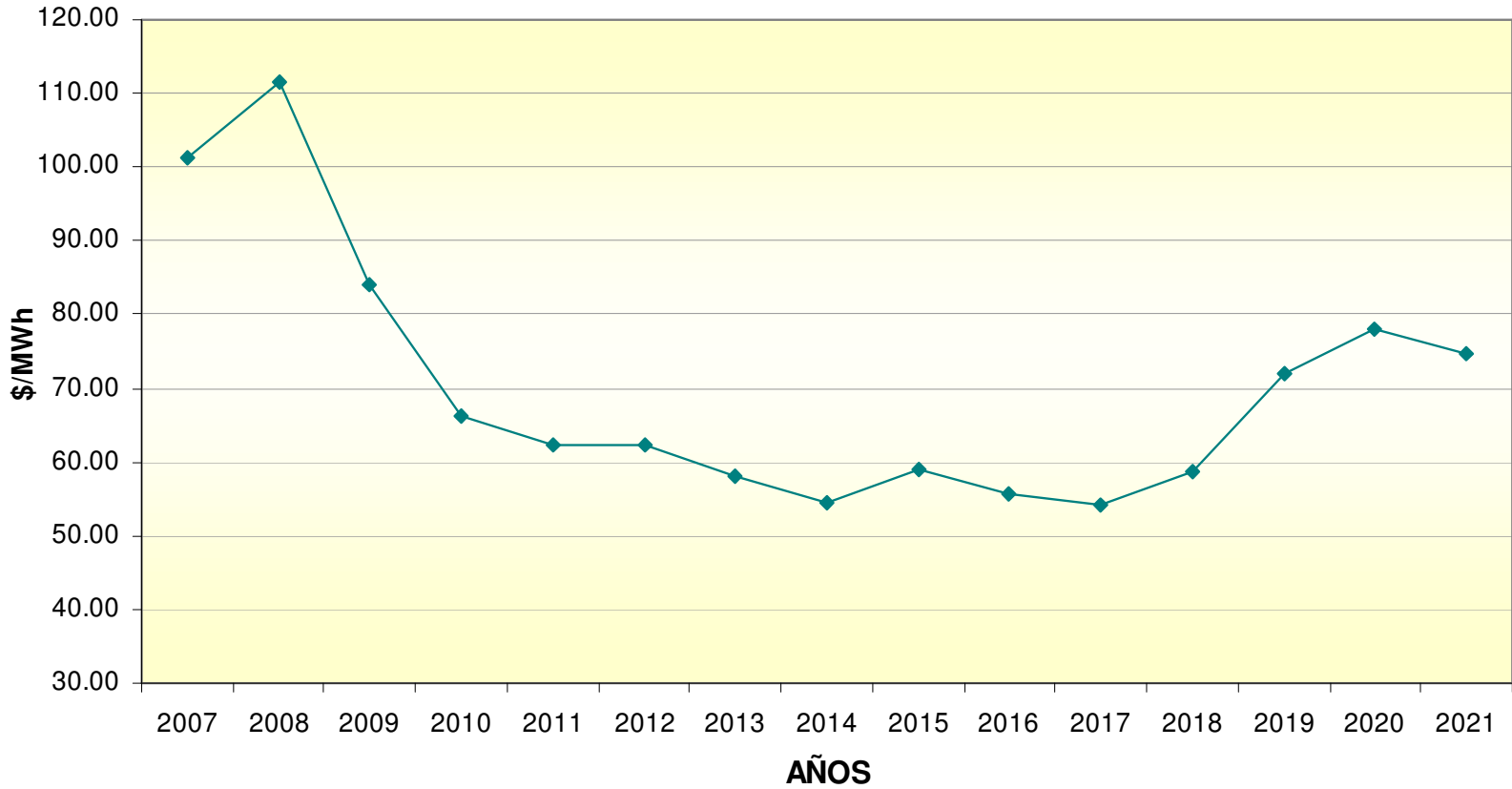




GRÁFICO N°.9.34: Intercambio Neto del Caso MHTTLA7 en el Macro-Escenario Regional

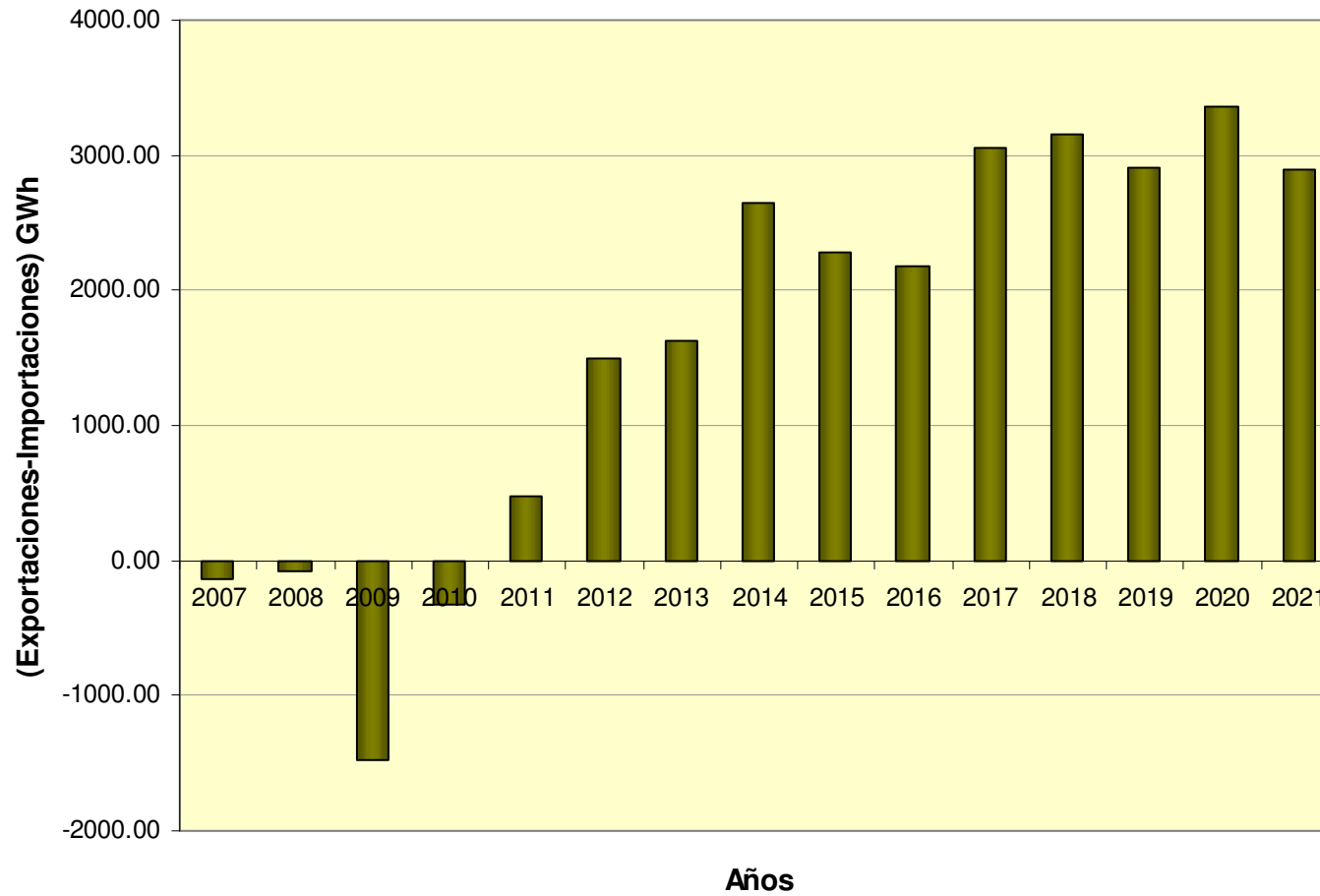
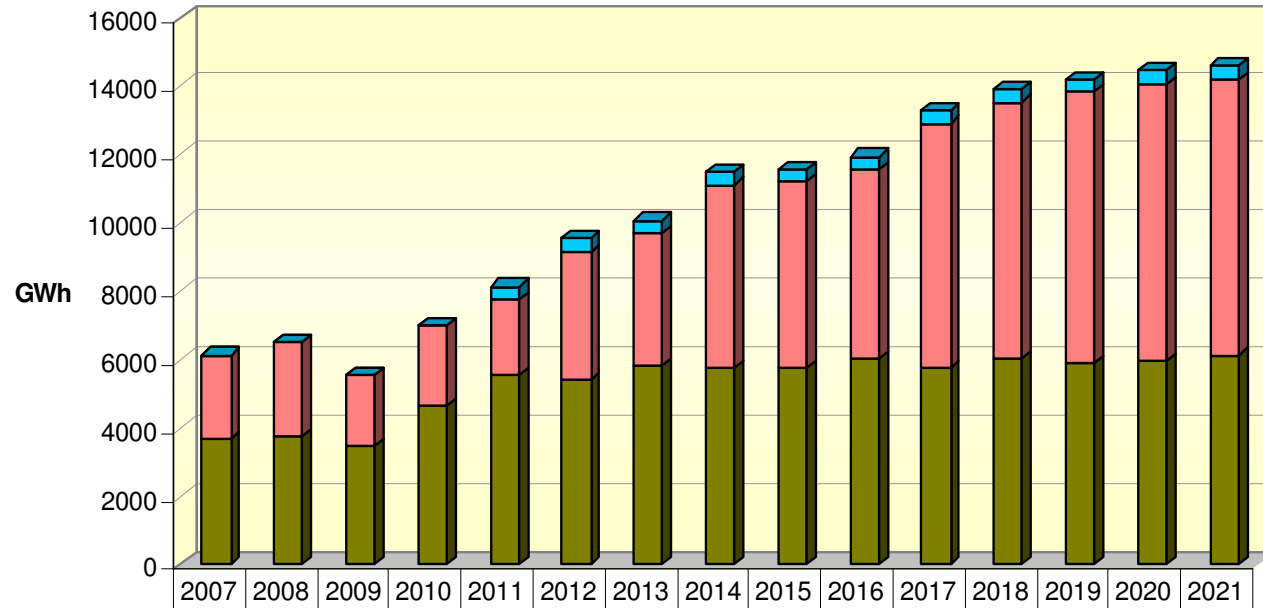


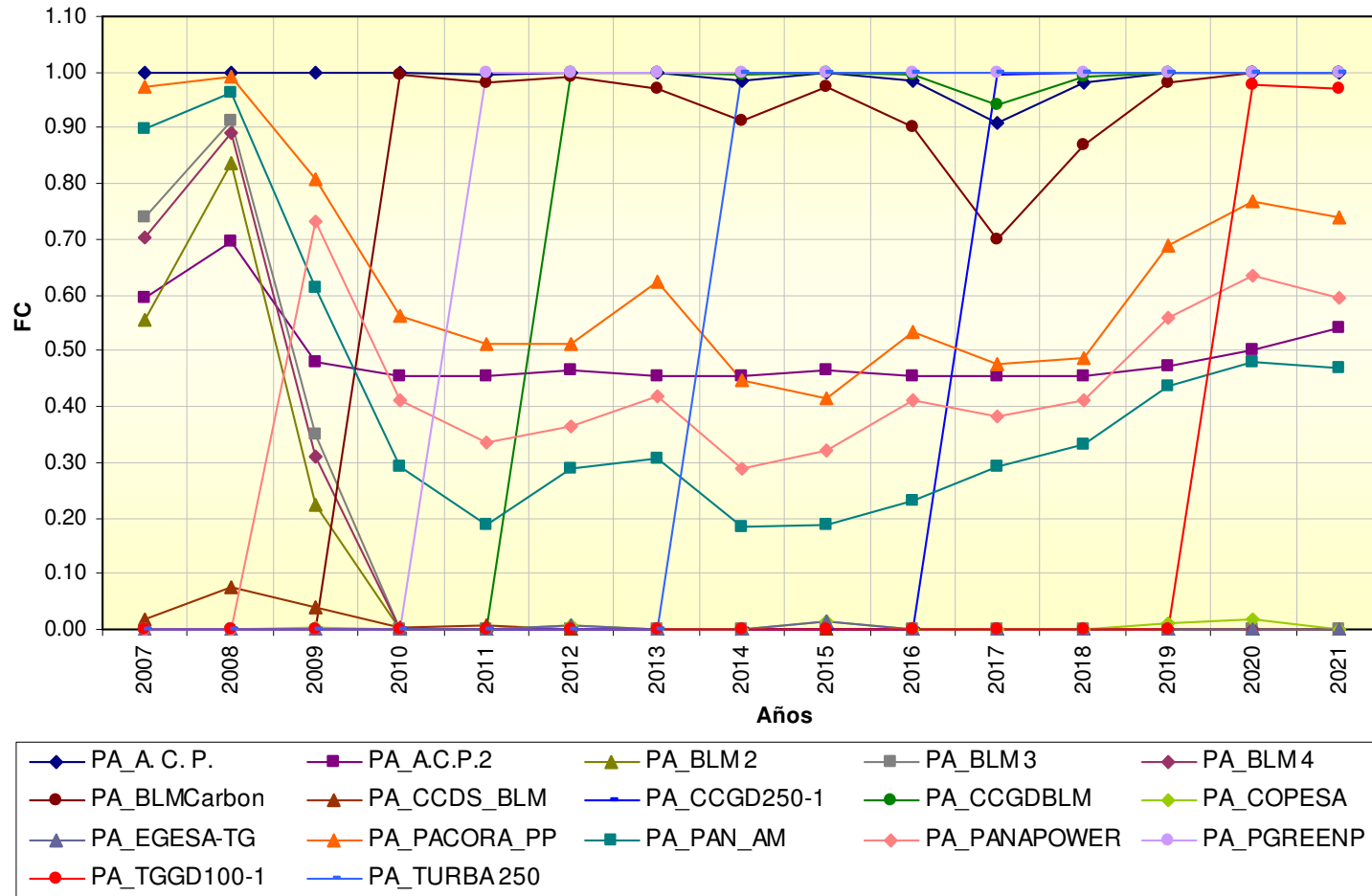
GRÁFICO N° 9.35: Generación Térmica, Hidráulica y Eólica  
Caso MHTTLA7 en el Macro-Escenario Regional



■ Generación Eólica	0	0	0	0	384	384	385	385	383	385	385	386	384	384	386
■ Generación Térmica	2467	2797	2098	2322	2189	3773	3857	5361	5467	5535	7180	7525	7962	8124	8068
■ Generación Hidráulica	3668	3723	3448	4653	5565	5393	5837	5757	5739	6026	5744	6009	5866	5955	6136

Años

**GRÁFICA N° 9.36: Factor de Planta de las Termoléctricas  
Caso MHTTLA7 en el Macro-escenario Regional**





CUADRO N° 9.7: Consumo promedio diario de gas natural  
Caso MHTTLA7 en el Macro-Escenario Regional

<b>Consumo Promedio Diario de Gas (pies 3)</b>				
<b>Años</b>	<b>CCGD BLM</b>	<b>CCGD 250</b>	<b>TGGB 100</b>	<b>Total</b>
2007	-	-	-	-
2008	-	-	-	-
2009	-	-	-	-
2010	-	-	-	-
2011	-	-	-	-
2012	23,526	-	-	23,526
2013	23,522	-	-	23,522
2014	23,397	0	-	23,397
2015	23,526	0	-	23,526
2016	23,410	0	-	23,410
2017	22,179	34,576	-	56,755
2018	23,303	34,759	-	58,062
2019	23,526	34,759	-	58,285
2020	23,526	34,759	18,476	76,760
2021	23,526	34,759	18,321	76,606
<b>Total</b>	<b>233,439</b>	<b>173,612</b>	<b>36,797</b>	<b>443,848</b>

## 9.2 RESUMEN

En el Cuadro N°.9.8 se detallan los costos totales de los planes de expansión presentados en la sección anterior. El plan más económico es aquel en el que se considera la alternativa de gas natural con barcaza.

CUADRO N°.9.8: Costos totales de los planes de expansión

CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)	COSTO DE OPERACIÓN + DEFICIT (Mill.\$)	COSTO DE OPERACIÓN (Mill.\$)	COSTO DE DEFICIT (Mill.\$)	TOTAL
MHT7	765.75	1,611.20	1,610.85	0.350	<b>2,376.95</b>
MHT7A	763.56	1,525.05	1,524.78	0.263	<b>2,288.61</b>
MHT7B	736.18	1,690.74	1,690.32	0.427	<b>2,426.92</b>
MHT7C	760.93	1,615.46	1,614.93	0.533	<b>2,376.39</b>
MHT7D	731.35	1,695.02	1,694.38	0.637	<b>2,426.37</b>
MHT7E	783.48	1,495.77	1,495.48	0.287	<b>2,279.25</b>
MHT7F	733.96	1,730.53	1,730.32	0.207	<b>2,464.49</b>
MHT7G	765.75	1,667.69	1,667.35	0.334	<b>2,433.44</b>
MHTCB7	825.26	1,518.31	1,517.94	0.369	<b>2,343.57</b>
MHTCB7A	807.77	1,541.96	1,541.67	0.288	<b>2,349.73</b>
MHTGBC7	677.92	1,290.57	1,290.28	0.294	<b>1,968.49</b>
MHTGDC7	694.09	1,503.67	1,503.31	0.364	<b>2,197.76</b>
MHTGDC7A	694.09	1,862.12	1,861.79	0.335	<b>2,556.21</b>
MHTTLA7	744.25	1,427.18	1,427.05	0.130	<b>2,171.43</b>
AHT7	782.85	1,728.85	1,728.35	0.498	<b>2,511.70</b>
AHTGBC7	695.78	1,421.00	1,420.59	0.417	<b>2,116.78</b>
AHTGDC7	708.89	1,580.54	1,580.10	0.434	<b>2,289.43</b>

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

El Gráfico N° 9.35 proporciona los costos marginales para los cinco planes estudiados. Como puede apreciarse, los menores costos marginales durante los primeros años del análisis corresponden a los planes que utilizan gas natural. A partir del 2014, con la entrada de la planta termoeléctrica en base a la turba, el plan que considera todas las alternativas de expansión (MHTTLA7) presenta los costos marginales más bajos, alcanzando valores entre 32 y 47 \$/MWh. Los costos marginales de los planes hidrotérmico (MHT7) y con carbón (MHTCB7) son muy similares hasta el 2015, año a partir del cual se diferencian los ingresos de planta entre estos dos planes. En el caso del plan hidrotérmico, los costos marginales no disminuyen tanto como en el plan con carbón debido a que para este último el ingreso de plantas térmicas de carbón hace que disminuya en mayor proporción el costo marginal. Nótese que el costo marginal alcanza valores menores de 50\$/MWh para los casos MHTTLA7 en 2013; MHTGBC7 y MHTGDC7 en 2014 y MHTCB7 en 2018. Sin embargo, en el caso de expansiones convencionales los costos marginales no descienden más de 64\$/MWh.



El Gráfico N° 9.36 permite apreciar las generaciones térmicas para los cinco planes. Las generaciones térmicas son similares para los planes hidrotérmico y con carbón, salvo por un pequeño incremento en la generación térmica del caso con carbón en los años en que entran al sistema las plantas de carbón de 250 y 150 MW. Inicialmente, los casos que consideran en las expansión centrales a gas natural (MHTGBC7 y MHTGDC7) presentan una generación térmica similar, exceptuando el caso MHTTTLA7. Desde el 2012, con la admisión del Ciclo Combinado de BLM a gas, los casos con gas natural transportado por gasoducto superan en generación térmica al caso con gas transportado por barcaza. Este comportamiento continúa hasta que, en 2020, la generación térmica en el caso MHTGDC7 supera a la de los otros dos casos con gas natural debido a la entrada de 250 MW correspondientes a un ciclo combinado a gas. El crecimiento de la generación térmica en el caso MHTTTLA7, después de la entrada del proyecto eólico Panamá Green Power, crece con menor ritmo que para los otros casos que consideran el uso del gas natural.

El Gráfico N°9.37 permite comparar los consumos promedios de gas natural, en miles de pies cúbicos por día, de los planes que utilizan este combustible. Es claro que el consumo de este combustible es parecido e incremental entre los casos MHTGBC7 y MHTGDC7. Como era de esperarse, la presencia de la planta térmica que utiliza turba reduce la producción térmica en base al gas natural y por tanto el consumo de este combustible en el caso MHTTTLA7. Hay que resaltar el hecho de que, para los casos que consideran la presencia de un gasoducto, el consumo no supera el umbral de los 70,000 pies cúbicos diarios (caso MHTTTLA7), y el que alcanza este umbral (caso MHTGDC7) no lo hace hasta después de 2018. Esta cantidad es la que se estima necesaria para justificar un gasoducto. Al consumo de gas para generación eléctrica habría, por supuesto, que aumentarle el consumo para otras actividades (industriales, comerciales y residenciales) con el fin de dimensionar la opción del gasoducto.

GRÁFICO N°.9.35: Resumen de costos marginales de escenarios de demanda media

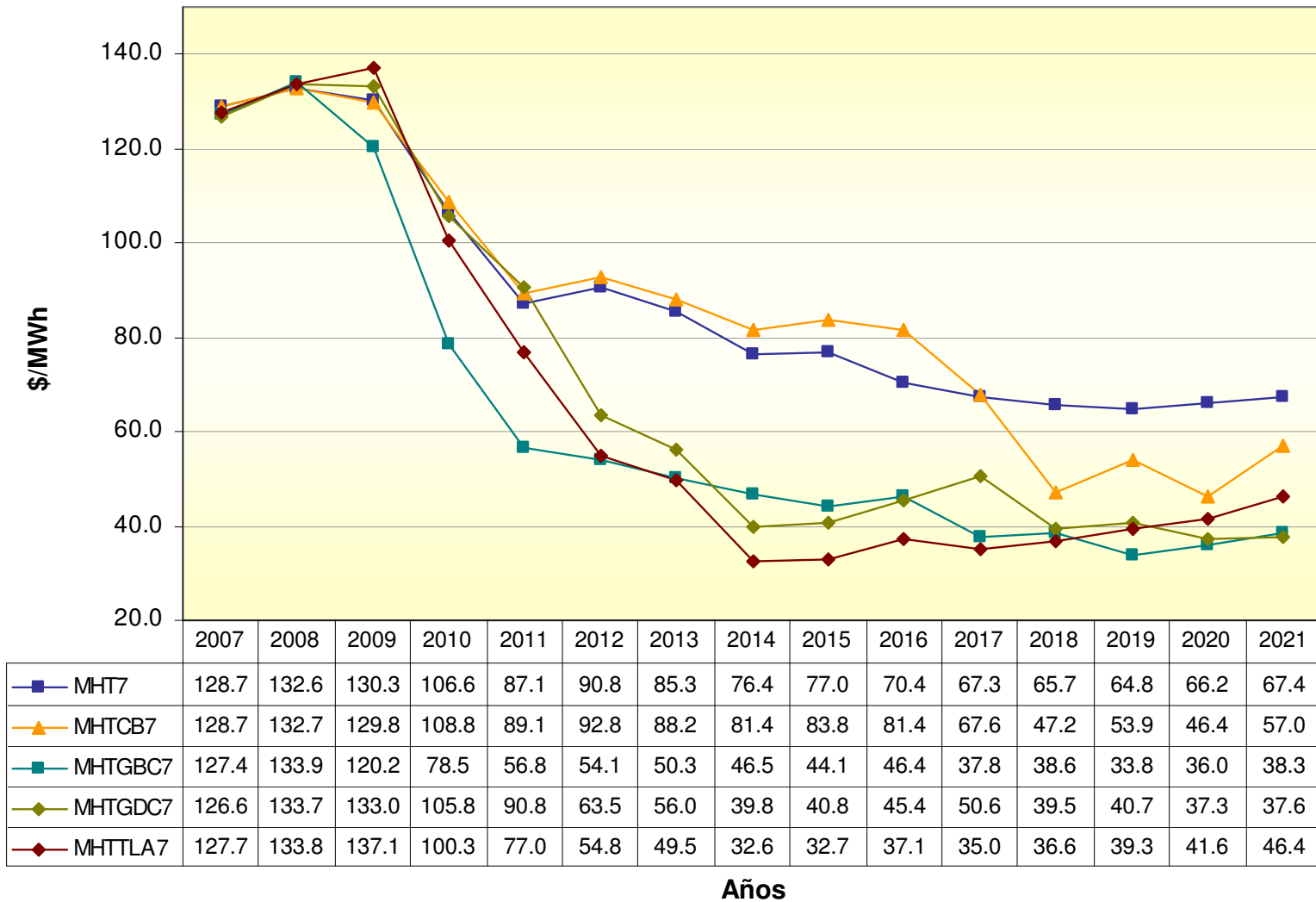
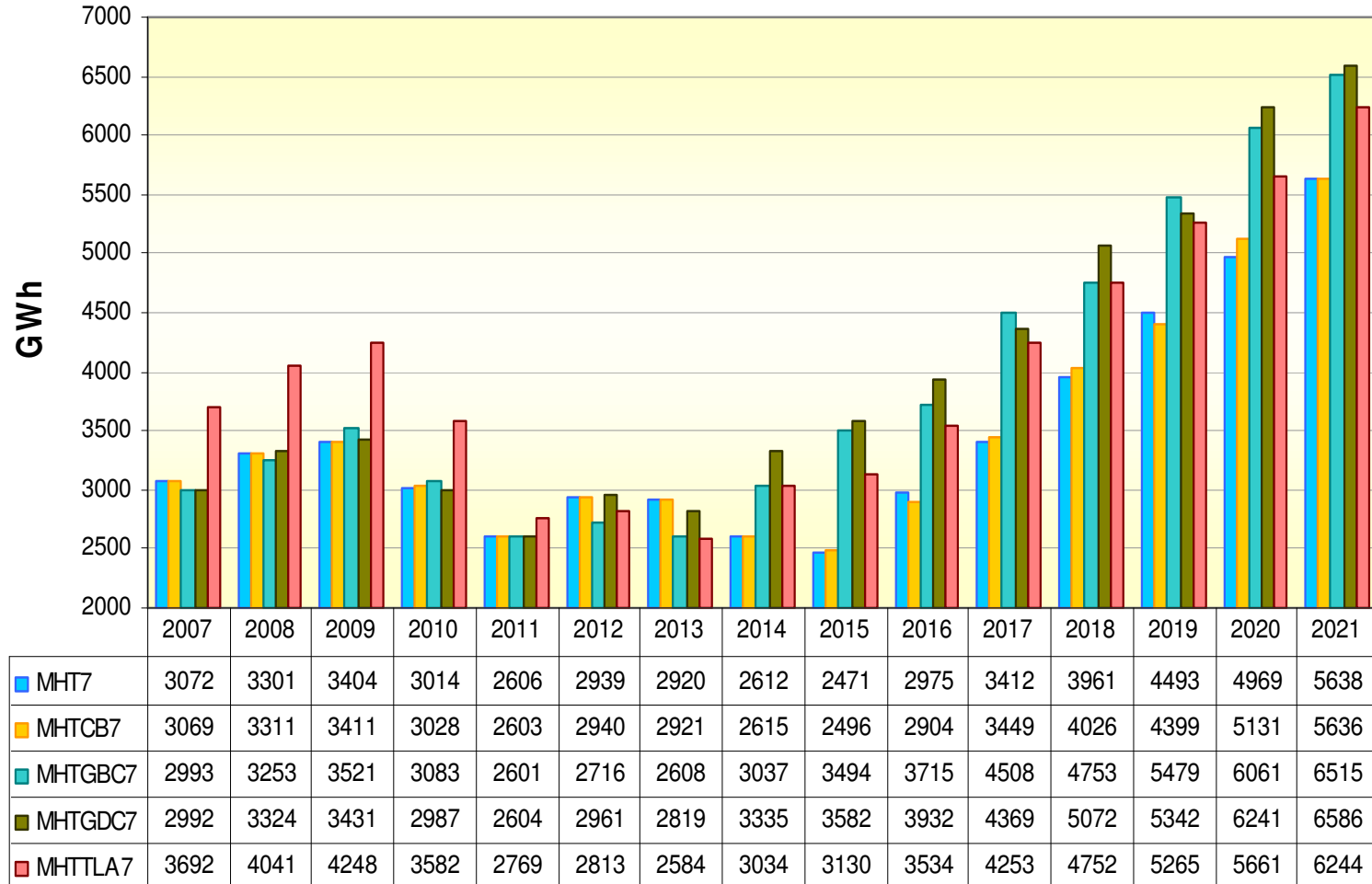


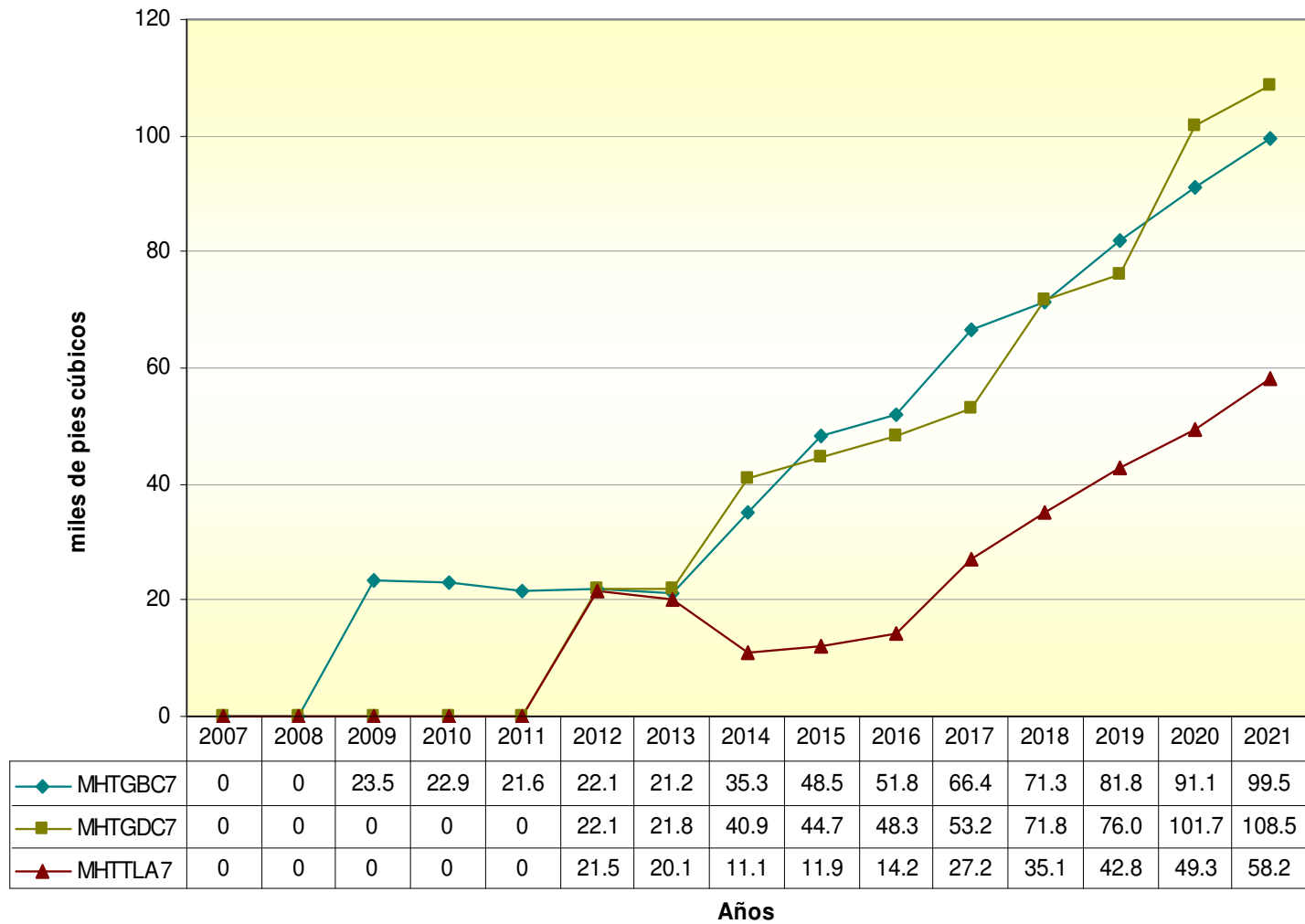
GRAFICO No.9.36: Resumen de generación térmica total de escenarios de demanda media



**Años**



GRAFICO N°. 9.37: Resumen de consumo promedio diario de gas natural



### 9.3 SENSIBILIDADES

Sobre el caso hidrotérmico (MHT7) se realizaron varias sensibilidades, que se enumeran a continuación;

- MHT7A: Adición en el predespacho de otras centrales hidroeléctricas de pequeña capacidad
- MHT7B: Atraso de un (1) año en la entrada en operación de la central hidroeléctrica Changuinola I (223 MW)
- MHT7C: Atraso de la entrada en operación de la primera etapa de la central Pana Power, entrando ésta en su totalidad (119.5 MW) en el año 2012
- MHT7D: Atraso de un (1) año en la entrada en operación de la central hidroeléctrica Changuinola I (223 MW) y además el atraso de la entrada en operación de la primera etapa de la central Pana Power, entrando ésta en su totalidad (119.5 MW) en el año 2012
- MHT7E: Considera que en el escenario convencional MHT7 llega el gas natural a Panamá en el año 2012, operando entonces el Ciclo Combinado de Bahía Las Minas con este combustible a partir de ese año.

Los resultados obtenidos en estas sensibilidades son los siguientes:

MHT7A:

Costo Total de Inversión: 763.56 MM \$  
Costo de Operación: 1,524.78 MM\$  
Costo de Déficit: 0.263 MM\$  
Costo Total: 2,288.61 MM\$

En esta sensibilidad se adicionan como predespacho las hidroeléctricas Potrerillos (4.174 MW), Cochea (7.132 MW), Cochea 2 (8.226 MW), Caldera (6.109 MW) y Los Ladrillos(7.889 MW). La inclusión de 33.53 MW de potencia adicional como predespacho ocasiona una disminución en la demanda que debe ser suplida con las plantas más grandes del sistema. Como muestra el Gráfico N° 9.38, no se percibe variación significativa en los costos marginales al inicio del periodo. Sin embargo, disminuyen un poco en el periodo 2012-2015. Luego de 2016, se aprecia un incremento en los costos marginales promedio del 5% debido a la variación en el plan generado por el modelo SUPER, como se puede apreciar en el Cuadro N° 9.9, en donde se comparan ambos planes. La optimización que realiza el modelo, a fin de

obtener un plan de mínimo costo, disminuye en 50 MW la capacidad nueva que ingresaría a partir del 2016 bajo las condiciones de esta sensibilidad. Como resultado de esto, se observa un incremento en los costos marginales del sistema para el final del horizonte.

MHT7B:

Costo Total de Inversión: 736.18 MM \$  
Costo de Operación: 1,690.32 MM\$  
Costo de Déficit: 0.427 MM\$  
Costo Total: 2,426.92 MM\$

En esta sensibilidad se observa, en el Grafico N° 9.38, que los costos marginales son más elevados en los años 2010 y 2011 por efecto del retraso de la puesta en operación de Changuinola I.

MHT7C:

Costo Total de Inversión: 760.93 MM \$  
Costo de Operación: 1,614.93 MM\$  
Costo de Déficit: 0.533 MM\$  
Costo Total: 2,376.39 MM\$

Como resultado de esta sensibilidad se encuentra que en el periodo 2008-2010 el sistema experimenta costos marginales superiores a los vistos cuando Pana Power entra cuando se tiene previsto. Los datos correspondientes a esta sensibilidad pueden apreciarse en el Gráfico N° 9.38.

MHT7D:

Costo Total de Inversión: 731.35 MM \$  
Costo de Operación: 1,694.38 MM\$  
Costo de Déficit: 0.637 MM\$  
Costo Total: 2,426.37 MM\$

Se analizó el efecto que tendría sobre el sistema el atraso en la entrada de ambas plantas, dando como resultado que los costos marginales en el periodo 2008-2011 se incrementen como se puede apreciar en el Gráfico N° 9.38. Vale la pena resaltar que los costos marginales después de este periodo presentan valores semejantes a los del

caso hidrotérmico, por lo que el efecto de las sensibilidades antes expuestas se percibe en el primer tercio del horizonte.

**MHT7E:**

Costo Total de Inversión: 783.48 MM \$

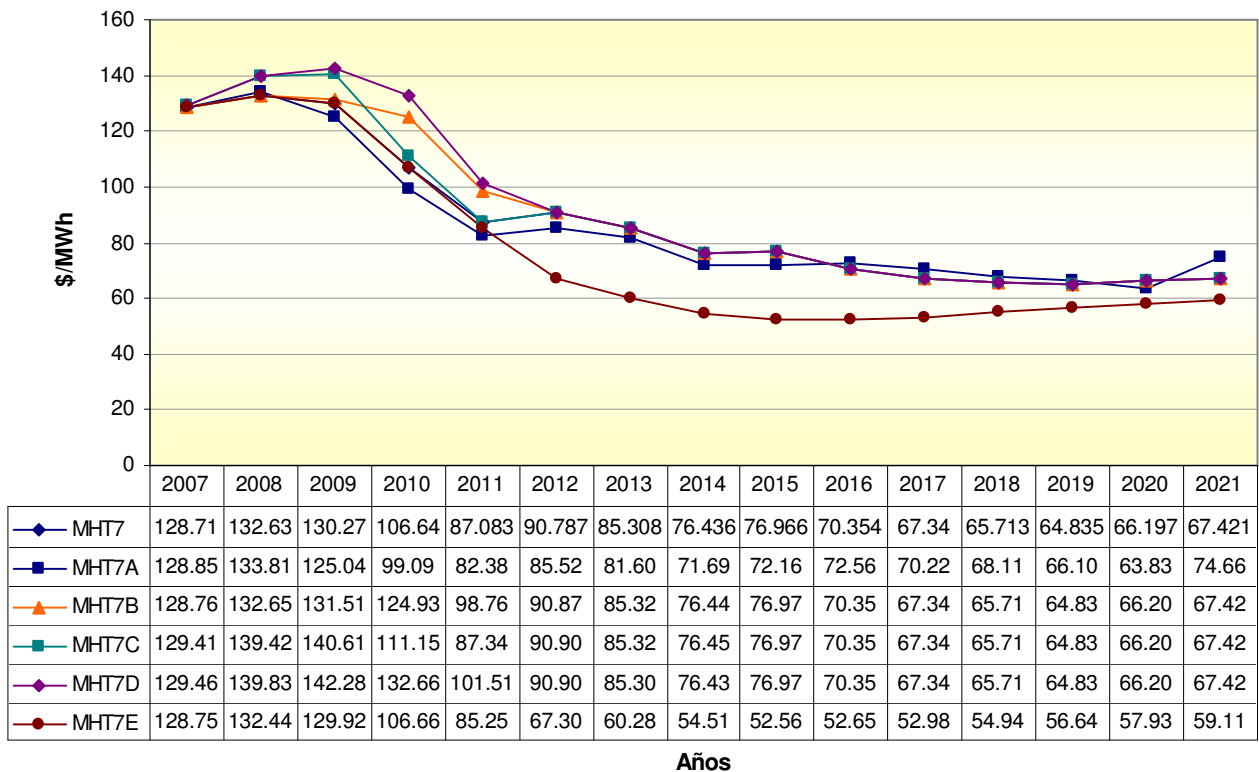
Costo de Operación: 1,495.48 MM\$

Costo de Déficit: 0.287 MM\$

Costo Total: 2,279.25 MM\$

También se analizó el efecto que tendría sobre los costos marginales del sistema, la conversión del Ciclo Combinado de BLM a gas natural transportado por gasoducto en el año 2012. Como se puede apreciar en el Gráfico N° 9.38, los costos marginales del sistema presentan valores inferiores luego de esta conversión en comparación con los que obtuvimos sin la presencia de este elemento. Estos valores son el resultado de costos de producción inferiores de la planta al utilizar gas natural y el consecuente desplazamiento de aquellas máquinas con costos superiores.

Gráfico N°9.38. Costos marginales promedio del caso MHT7 y sus sensibilidades



Cuadro N°9.9. Planes del Caso MHT7 y la Sensibilidad MHT7A

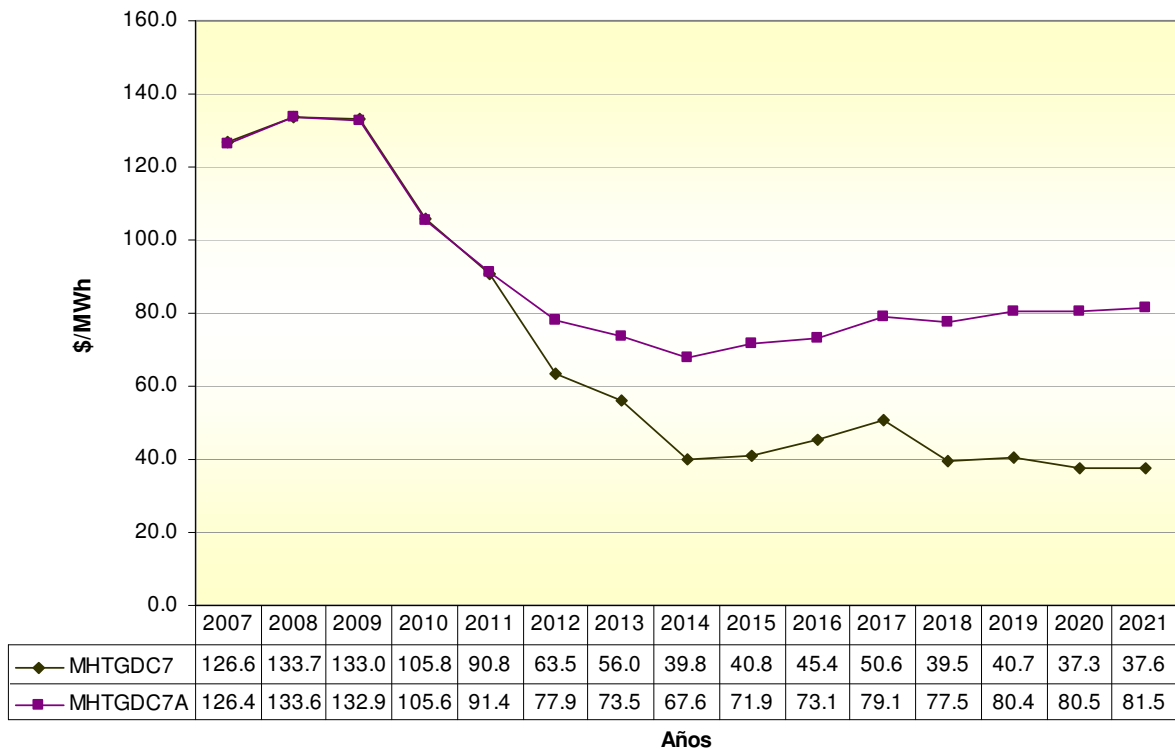
Fecha de Operación	Caso MHT7		Caso MHT7A	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2007	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8
2009	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2
	Mendre	18.4	Mendre	18.4
2010	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0
	Chan I	223.0	Chan I	223.0
	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0
	Síndigo	10.0	Síndigo	10.0
2011	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0
	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6
2012	Pana Power	85.0	Pana Power	85.0
2013	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina	52.4
2014	Lorena	35.7	Lorena	35.7
	Pando	32.6	Pando	32.6
	El Alto	60.0	El Alto	60.0
2015	Prudencia	56.2	Prudencia	56.2
	Monte Lirio	51.7	Monte Lirio	51.7
2016	MMV 100-1	100.0	MMV 50-1	50.0
2017	MMV 100-2	100.0	MMV 100-1	100.0
2018	MMV 100-3	100.0	MMV 100-2	100.0
2019	MMV 100-4	100.0	MMV 50-2	50.0
			MMV 50-3	50.0
2020	MMV 50-1	50.0	MMV 50-4	50.0
			MMV 50-5	50.0
2021	MMV 50-2	50.0	MMV 100-3	100.0
	MMV 50-3	50.0		

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007.



Se realizó un análisis de sensibilidad del caso que considera las plantas con gas natural transportado por gasoducto (MHTGDC7A), considerando que no llegue a entrar el gasoducto en el año 2012 y que las plantas a gas trabajen con Diesel desde su puesta en operación. El Gráfico N° 9.39 muestra los costos marginales de la sensibilidad en comparación con los del caso original. Observe que los costos marginales son similares inicialmente, hasta que en 2012 y los años siguientes se incorporan los ciclos combinados del plan utilizando Diesel como combustible. En este periodo para el caso de la sensibilidad los costos marginales no descienden de 67 \$/MWh, puesto que la nueva generación térmica contemplada trabaja con Diesel encareciendo sus costos de producción.

Gráfico N° 9.39: Costos marginales promedio  
Caso MHTGDC7 y la sensibilidad MHTGDC7A



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

Se realizó un análisis de sensibilidad al caso hidrotérmico que considera las expansiones en base a carbón solamente (MHTCB7A). Esta sensibilidad contempla el ingreso de una planta de carbón de 250 MW al sistema de generación nacional en el año 2014. El Cuadro N° 9.10 presenta el plan de expansión del caso MHTCB7 y el que originó la sensibilidad antes mencionada. Los planes son iguales hasta el 2013. Con la

entrada de la planta de carbón en el 2014, se retrasa la necesidad de entrada de los proyectos hidroeléctricos Lorena, El Alto y Pando, así como las dos plantas térmicas a base de carbón de 150 MW cada una. De la misma manera se puede observar que bajo esta sensibilidad no ingresa el motor de media velocidad de 50 MW en el 2016 y se plantea la entrada de un motor de media velocidad de 100 MW al finalizar el periodo estudiado (2021). Además, el proyecto hidroeléctrico Monte Lirio sale del plan de expansión.

Cuadro N° 9.10: Planes del Caso MHTCB7 y la Sensibilidad MHTCB7A

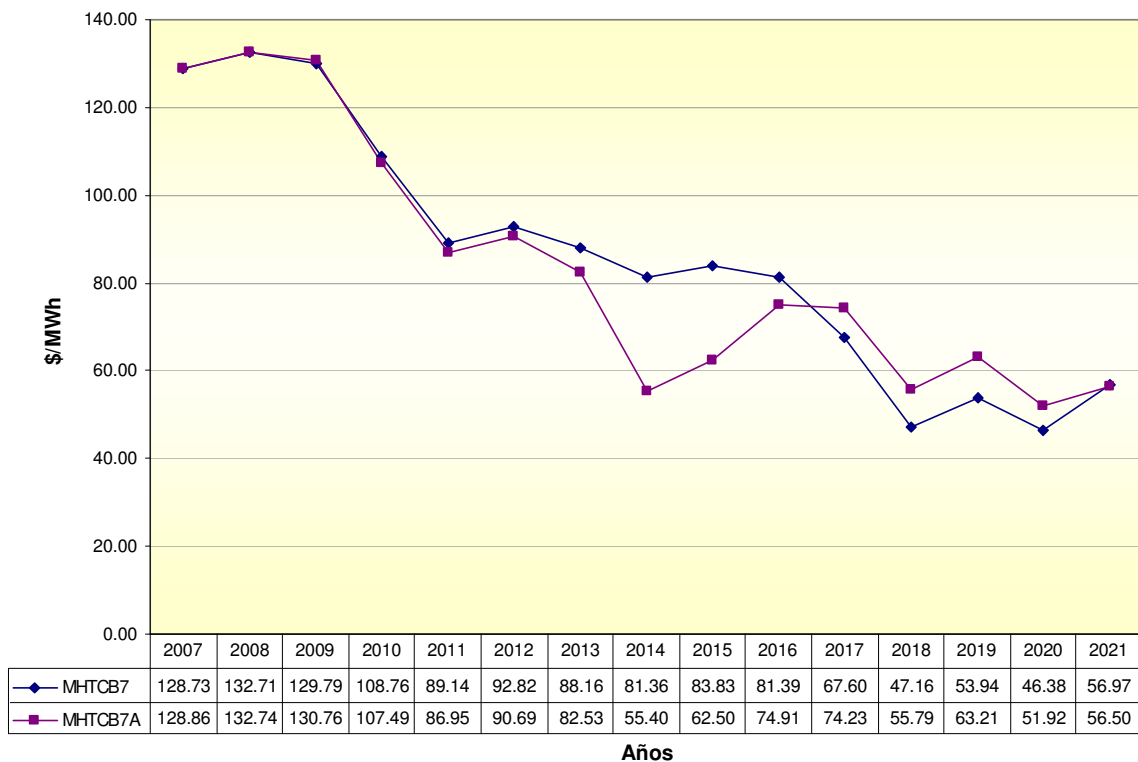
Fecha de Operación	Caso MHTCB7		Caso MHTCB7A	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2007	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8
2009	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2
	Mendre	18.4	Mendre	18.4
2010	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0
	Chan I	223.0	Chan I	223.0
	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0
	Síndigo	10.0	Síndigo	10.0
2011	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0
	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6
2012	Pana Power	85.0	Pana Power	85.0
2013	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina	52.4
2014	Lorena	35.7	CB 250-1	250.0
	Pando	32.6		
	El Alto	60.0		
2015	Prudencia	56.2		
	Monte Lirio	51.7		
2016	MMV 50-1	50.0		
2017	CB 150-1	150.0	Lorena	35.7
			El Alto	60.0
2018	CB 150-2	150.0	Prudencia	56.2
			CB 150-1	150.0
2019			Pando	32.6
2020	CB 250-1	250.0	CB 150-2	150.0
2021			MMV 100-1	100.0

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

En el Gráfico N° 9.40 se presentan los costos marginales promedios del caso MHTCB7 y la sensibilidad MHTCB7A. Note que en ambos casos los costos marginales se mantienen muy similares hasta que, en 2014, caen significativamente los costos marginales en la sensibilidad a causa de la entrada de 250 MW correspondientes a una termoeléctrica en base a carbón. Los costos marginales de esta sensibilidad se mantienen por debajo del caso hidrotérmico con carbón por los siguientes dos años, luego de los cuales mantiene un comportamiento similar pero con valores ligeramente superiores al caso base. Los valles que muestra el gráfico para la sensibilidad en la última mitad del periodo son producto de la entrada de plantas de carbón de 150 MW cada una en 2018 y 2020. En 2021, alcanzan ambos casos el mismo costo marginal.

En la comparación de los costos de inversión, operativo y totales del caso MHTCB7 y la sensibilidad MHTCB7A. La sensibilidad analizada presenta un costo de inversión inferior al caso MHTCB7; Sin embargo, el costo operativo de la sensibilidad resulta superior al del caso hidrotérmico con carbón. Observe que el costo total del caso MHTCB7 es inferior al costo total de la sensibilidad, corroborando el hecho de que el plan de expansión generado para el caso MHTCB7 es el de mínimo costo.

Gráfico N°9.40. Costos marginales promedio del caso MHTCB7 y su sensibilidad MHTCB7A



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

## 9.4 ACTUALIZACION DEL PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION

La introducción imprevista de más de 260 MW termoeléctricos en los inicios del periodo firme del plan (2008 – 2009) y el atraso, ahora evidente de por lo menos un año en el inicio de operaciones de la central hidroeléctrica Changuinola I<sup>21</sup>, derivan en cambios estructurales de la oferta y de la operación de la generación de electricidad analizados en el presente plan de expansión.

Estas acciones son resultado de la convocatoria de libre competencia, para la compra de potencia y energía asociada, de EDEMET- ELEKTRA 02-07, para servir a sus respectivos clientes, durante el periodo de 2007 a 2018, por parte de las distribuidoras.<sup>22</sup> El proceso formal de solicitudes de compra-venta de energía eléctrica y la concretización de los correspondientes contratos se realizaron respectivamente en mayo y junio del presente año.<sup>23</sup>

La nueva oferta de energía eléctrica será provista con nuevas plantas térmicas que se ubicarán en el área de la costa arriba de Colón, específicamente en el corregimiento de Cativa, entre las cuales podemos mencionar Térmica del Caribe, S.A. (50 MW), Inversiones y Desarrollo Balboa S.A. (87 MW) y Generadora Atlántico, S.A. (116 MW), si en efecto se llegaran a instalar estas nuevas inversiones. La configuración actual del sistema de transmisión y su expansión planificada para el corto plazo no permiten la evacuación de la totalidad de esta nueva energía contratada hacia el centro de carga con la confiabilidad y calidad exigidas por las normas de operación. En consecuencia, se requiere la modificación del Plan de Expansión de la Transmisión que incluya la nueva situación de la oferta de energía.

Dados los plazos establecidos en la sección V. 2.3 de la “*Responsabilidad y Procedimientos*” del Reglamento de Transmisión, en donde Plan Indicativo de Generación debe pasar por el periodo de recepción de comentarios de los agentes y haber terminado el documento el 30 de abril, hacen imposible una reevaluación total del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, entregado “para la aprobación de ASEP a más tardar el 30 de junio”.

En consideración a la importancia que tiene para el Sistema Interconectado Nacional el suministro de energía eléctrica de los nuevos proyectos térmicos contratantes en los años 2008 y 2009, además del retraso ya evidente de operaciones de la central

<sup>21</sup> Oficializado por el promotor por medio de la Nota AES-CHAN-48-07, del 27 de junio del 2007

<sup>22</sup> Estos contratos se formalizaron el 14 y 16 de junio del presente.

<sup>23</sup> A esa fecha los análisis de escenarios estaban planteados al igual que los estudios de rentabilidad de los nuevos emprendimientos de energía que componían los casos analizados.

Hidroeléctrica Changuinola I<sup>24</sup>, se pretende visualizar el efecto de estos cambios imprevistos con respecto a los resultados emitidos en el Plan de Expansión por medio de un único ajuste al Caso de Demanda Media Hidrotérmico (MHT7). Este ajuste se refleja en el Caso MHT7H la cual considera la incorporación de las plantas térmicas anteriormente mencionadas y el atraso de anteriormente mencionadas y el atraso de un año del inicio de operaciones de la hidroeléctrica Changuinola I, como se muestra en el Cuadro N° 9.7.

## **CASO MHT7H**

### **DESCRIPCIÓN DEL CASO**

En este caso se utilizaron como proyectos candidatos los mismos proyectos hidroeléctricos y motores de media velocidad candidatos del caso MHT7, aunque con postergaciones de uno o dos años en la entrada en operaciones de los mismos, consecuentes con los más de 200 MW de origen termoeléctrico que los resultados de la nueva contratación de oferta agregan al periodo firme o inmediato. La simulación desecha la entrada en operación de las tres centrales térmicas de 50 MW, en el periodo 2020-2021, como se muestra en el Cuadro N° 9.11.

Costo Total de Inversión: 747.00 MM\$

Costo de Operación: 1,513.89 MM\$

Costo de Déficit: 0.0 MM\$

Costo Total: 2,260.89 MM\$

Al realizar la comparación del plan del caso MHT7 y el del caso MHT7H podemos apreciar el impacto provocado por la entrada de las nuevas plantas térmicas en Colón y el atraso de un año del proyecto Changuinola I.

El Gráfico N° 9.41 permite apreciar la evolución de los costos marginales por bloque de este plan de expansión. Como puede observarse, los costos marginales son altos al inicio del horizonte analizado hasta que el costo marginal se estabiliza a partir del 2012.

La confiabilidad de potencia se presenta en el Gráfico N° 9.42. Puede apreciarse que en todos los años del plan se satisface el criterio de confiabilidad de potencia.

El Gráfico N° 9.43 incluye la generación hidráulica y térmica totales para cada año del horizonte de esta actualización del plan hidrotérmico. Puede observarse que hay mayor

---

<sup>24</sup> Nota AES-CHAN-48-07, del 27 de junio del 2007

generación hidroeléctrica en el periodo 2007-2008, mientras que en el 2009 y 2010 se presenta una disminución de contribución de generación hidroeléctrica al sistema. La proporción de la generación hidráulica experimenta un crecimiento continuo en los años siguientes.

Cuadro N° 9. 7: Planes del Caso MHT7 y la actualización MHT7H

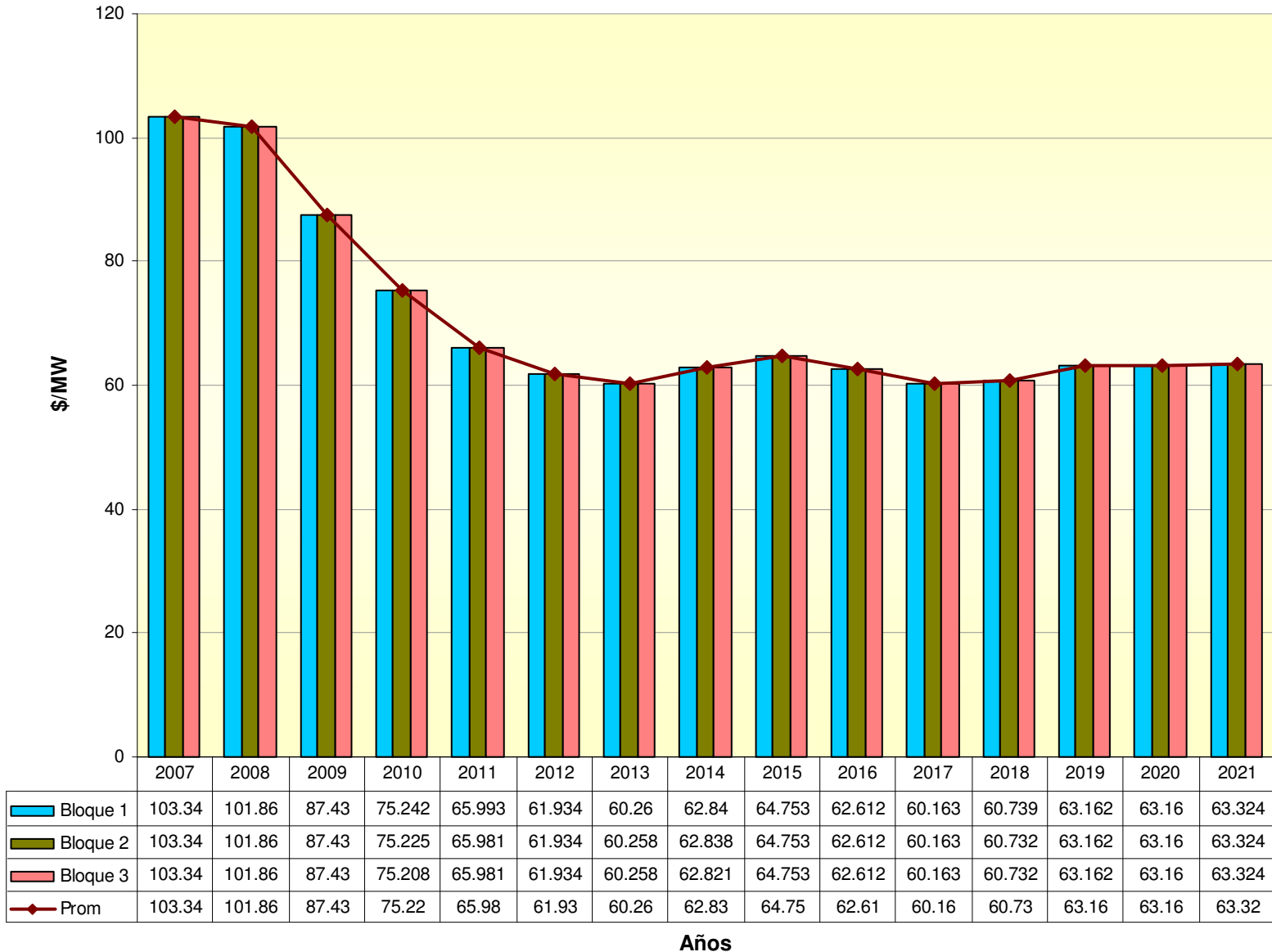
Fecha de Operación	Caso MHT7		Caso MHT7H	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2007	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8
2008			T. Atlántico	74.0
			T. Balboa	43.5
2009	Pana Power	34.2	T. Atlántico	42.0
	Mendre	18.4	T. Caribe	50.0
2010			T. Balboa	43.5
	Pedregalito	20.0	BLM-Carbón	120.0
	Chan I	223.0		
	BLM-Carbón	120.0		
		Síndigo	10.0	
2011	Bonyic	30.0	Chan I	223.0
	Gualaca	27.6		
2012	Pana Power	85.0	Mendre	18.4
2013	Bajo de Mina	52.4	Pedregalito	20.0
2014	Lorena	35.7	Gualaca	27.6
	Pando	32.6		
	El Alto	60.0		
2015	Prudencia	56.2	Bajo de Mina	52.4
	Monte Lirio	51.7	Lorena	35.7
2016	MMV 100-1	100.0	Prudencia	56.2
2017			Bonyic	30.0
	MMV 100-2	100.0	MMV 100-1	100.0
2018			El Alto	60.0
	MMV 100-3	100.0	MMV 100-2	100.0
2019			Monte Lirio	51.7
	MMV 100-4	100.0	Pando	32.6
2020	MMV 50-1	50.0	MMV 100-3	100.0
2021	MMV 50-2	50.0	MMV 100-4	100.0
	MMV 50-3	50.0		

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007



Los factores de planta de las plantas térmicas se incluyen en el Gráfico N° 9.44. Se puede apreciar en el gráfico que las plantas Bahía Las Minas (BLM) a carbón, ACP 1 y Pacora presentan factores de planta altos que se mantienen a lo largo del periodo. Por su parte, Pan Am, Térmica del Caribe, T. Balboa y T. Atlántico presentan descenso en sus factores de planta luego de ingresar al sistema y a mediados del horizonte presentan picos, para finalmente disminuir considerablemente sus factores de planta debido al inicio de operaciones de nueva generación hidroeléctrica y a los motores de media velocidad. Mientras tanto, Copesa y las Turbinas de Gas de EGESA mantienen valores de factores de planta de cero. También se aprecia que los cuatro motores de media velocidad de 100 MW mantienen un factor de planta superior a 0.5.

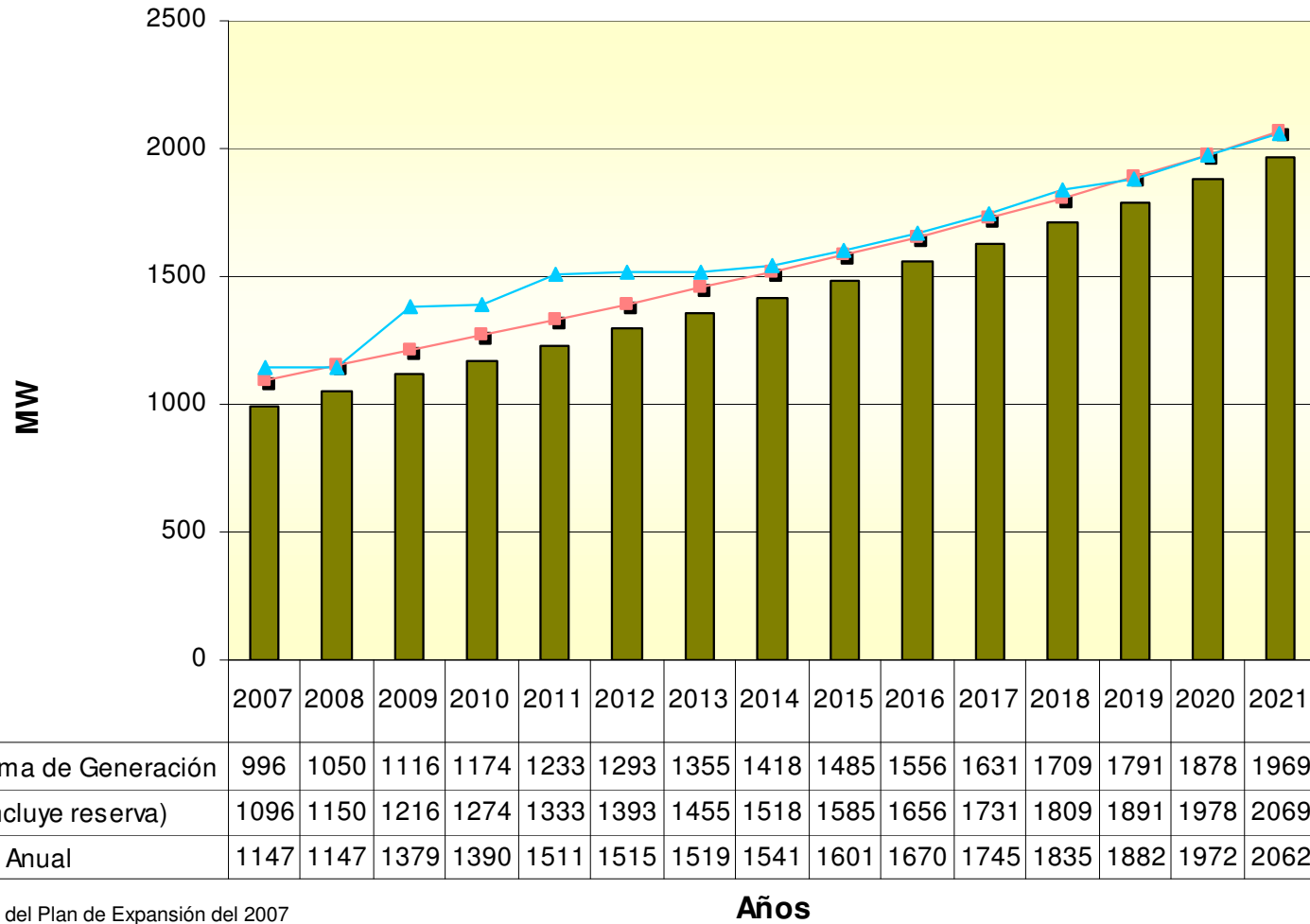
GRÁFICO N° 9.41: Costo Marginal Promedio Anual del Caso MHT7H



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007



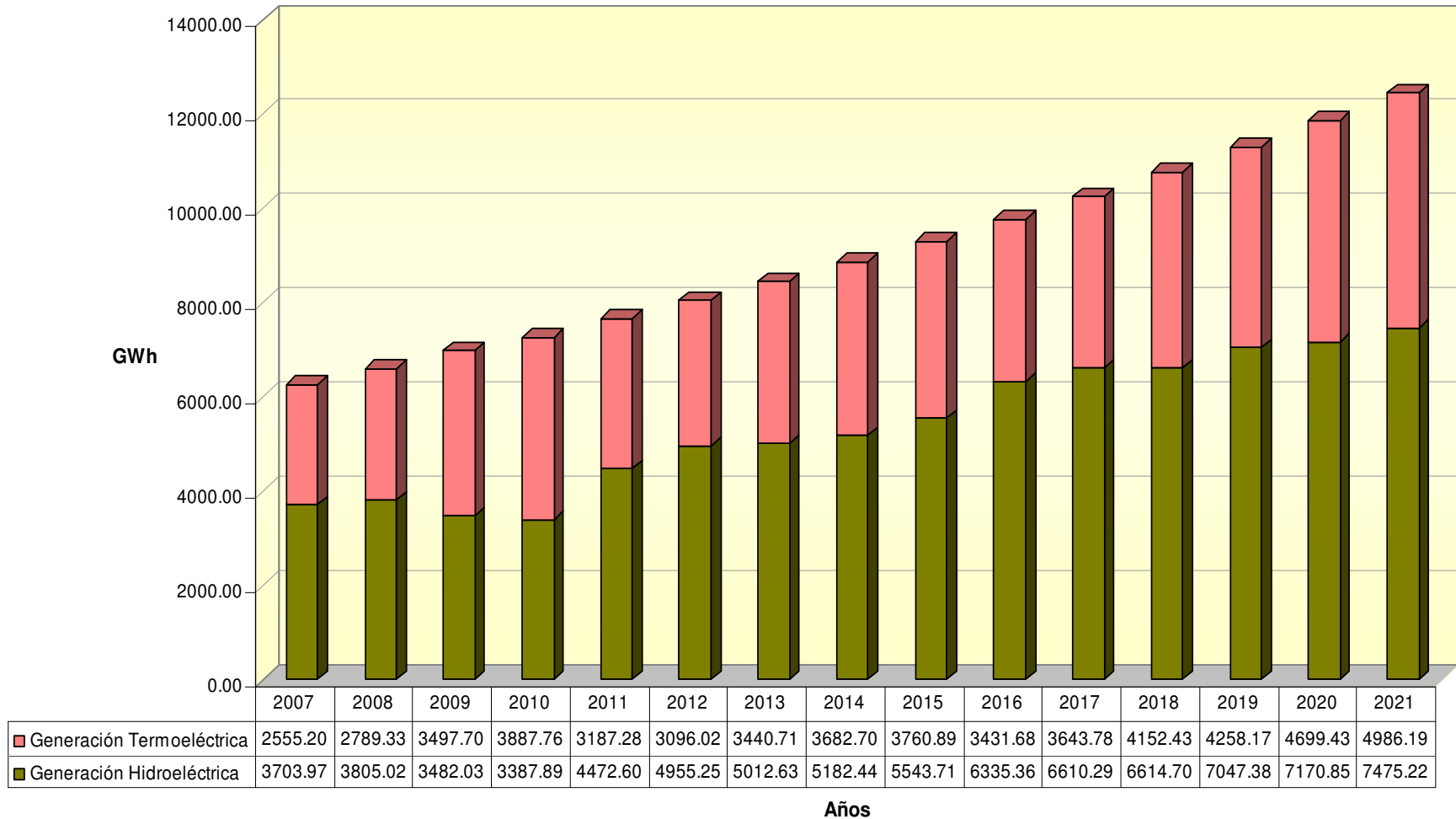
GRÁFICO N.º.9.42: Balance de Potencia vs Demanda del Caso MHT7H



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007



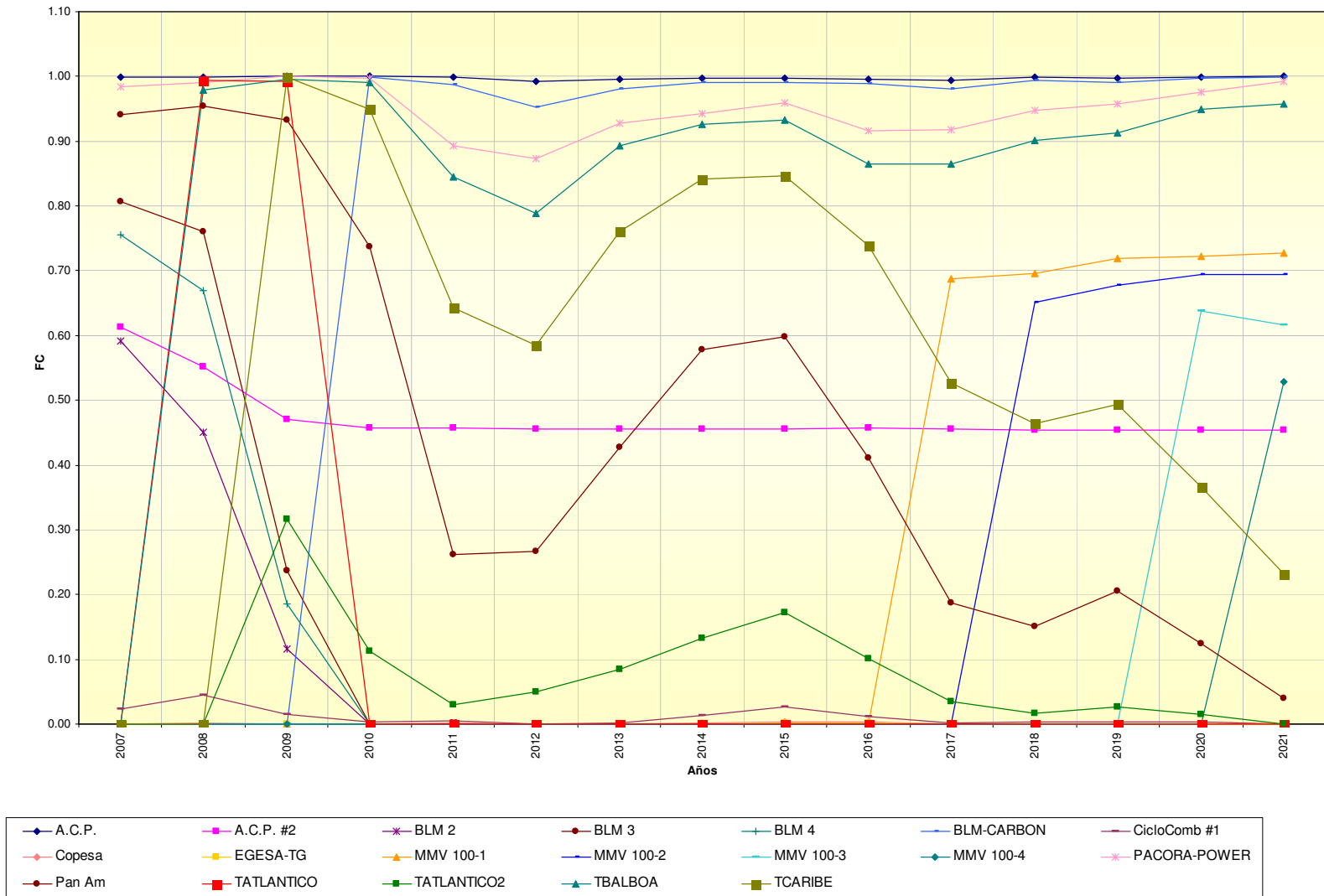
GRÁFICO N° 9.43: Generación Térmica e Hidráulica del Caso MHT7H



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007



GRÁFICA N° 9.44: Factor de Planta de las Termoléctricas del Caso MHT7H



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del

Las principales modificaciones entre la actualización y el Plan Hidrotérmico, esta en la inclusión de los nuevos proyectos térmicos contratantes para el 2008 y 2009, periodo firme o de corto plazo, con lo cual se cubre la demanda emergente de este periodo. En este caso se integran los mismos proyectos hidroeléctricos candidatos, disponibles y de menor costo operativo, aunque con retrasos de operación de dos o tres años, en el plan actualizado.

Cuadro N°9.8\_  
Estimados de Costos Marginales

AÑO	COSTO MARGINAL (\$/MWh)	
	MHT7	MHT7H
2007	128.70	128.02
2008	132.63	126.81
2009	130.27	99.12
2010	106.64	86.52
2011	87.08	71.48
2012	90.79	69.69
2013	85.31	67.95
2014	76.44	69.46
2015	76.97	72.70
2016	70.35	69.79
2017	67.34	65.45
2018	65.71	64.80
2019	64.84	67.31
2020	66.20	65.97
2021	67.42	67.27
PROME 2007-21	87.78	79.49
PROME 2007-10	124.56	110.12
PROME 2007-14	104.73	89.88
PROME 2011-14	84.90	69.64
PROME 2015-21	68.40	67.61

## Capítulo 10: Análisis Regional

Se analizaron los planes de expansión hidrotérmico e hidrotérmico con gas natural transportado por barcazas en el contexto del SIEPAC. Para el efecto se contempló la utilización del plan de expansión más reciente de los países centroamericanos analizado por el Grupo de Trabajo de Planeamiento Indicativo Regional (GTPIR) del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), periodo 2007 - 2016 y, para Panamá, el plan de expansión obtenido para cada uno de los escenarios estudiados.

Se utilizó el programa SDDP en modo operativo “Coordinado”. Al respecto, cabe anotar que cuando se hacen análisis de sistemas interconectados, existen tres modos operativos para el SDDP: Autónomo (cada sistema se optimiza por separado), Integrado (se optimiza el despacho de todos los sistemas interconectados) y Coordinado (se optimiza cada sistema por separado y en la fase de simulación se toman en cuenta intercambios económicos con los países vecinos). La forma como está estructurado en la actualidad el Mercado Eléctrico Regional corresponde a un despacho en modo coordinado. Adicionalmente, se tuvieron en consideración los límites de las líneas de interconexiones entre países.

Para el Plan Convencional, los intercambios entre Panamá y los restantes países del SIEPAC, a través de la interconexión con Costa Rica se muestran en el Gráfico N° 10.1. Panamá muestra las importaciones más altas en el año 2009, momento en que la capacidad firme en el sistema es inferior a la demanda máxima generada que se ha estimado, como se pudo apreciar en todos los casos analizados en el capítulo anterior. A partir del 2011 y hasta el final del horizonte, nuestro país se vuelve principalmente exportador de energía hacia la región centroamericana.

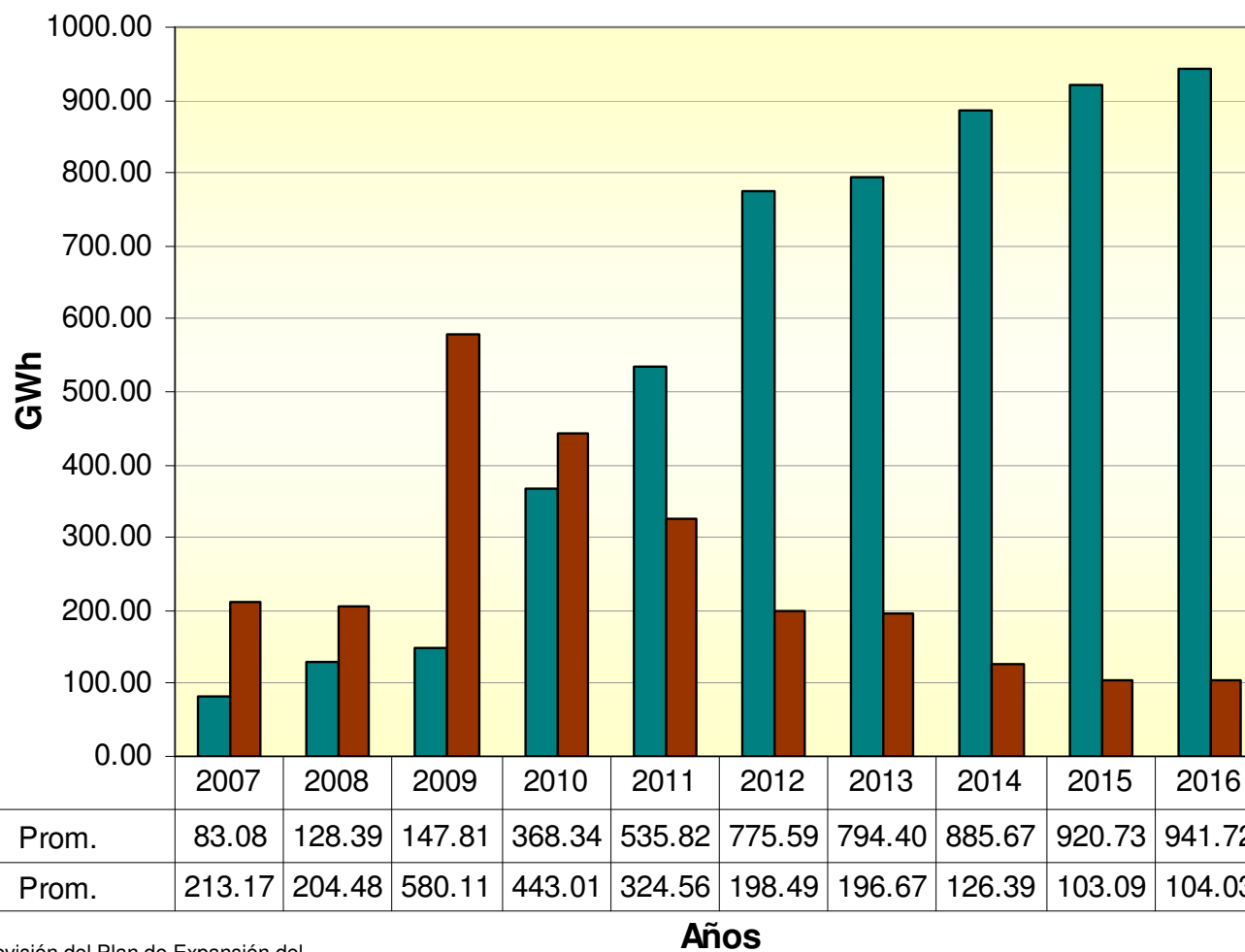
Los costos marginales resultantes de este caso se presentan en el Gráfico N° 10.2. En el periodo 2007-2009, Panamá presenta los mayores costos marginales, salvo por el año 2009 en el que Costa Rica presenta el costo marginal mayor, 112.10 \$/MWh. Para el resto del periodo, Panamá presenta costos marginales comparables con los del resto de la región, obteniéndose un costo marginal promedio de 66.05 \$/MWh para el periodo 2010-2016.

CUADRO N°.10.1: Planes de Expansión de todos los países que participan en el MER

Años	COSTA RICA		NICARAGUA		HONDURAS		EL SALVADOR		GUATEMALA	
	Proyectos	MW	Proyectos	MW	Proyectos	MW	Proyectos	MW	Proyectos	MW
2007	CARIBLANCO CANALETE INGENIOS	80 17.5 23	GEO TIZATE 2	10	ALSTOM SULZER	28 30	CICLO BIN. BERLÍN	9.2	GEO CALDERAS 3A INGENIOS	22 164
2008	TG ALQUILER EL ENCANTO POCOSOL INGENIOS	60 8.3 26 8	GEO TIZATE 3	48			REPOT. 15 DE SEPT. GEO. CUYANAUSUL BF AMPLIACIÓN CESSA REPOT. C. GRANDE	11 10 50 86	RIO HONDO GEO. CALDERAS 3	32 50
2009	ALQUILER PORTÁTILES CC GARABITO MMV GARABITO BOT EÓLICO	20 116 80 50	LARREYNAGA GEO HOYO I	17.2 17			REPOT. 15 DE SEPT.	12	GEO CALDERAS 3B GEO CALDERAS 3C	22 11
2010	PIRRIS TORO 3	128 50	PANTASMA SALTO YY GEO HOYO II	24 25 70			CHAPARRAL	65.7	XACBAL ESCUINTLA VAPOR 3	94 200
2011	GEO PAILAS	35	PAJARITOS	31	CANGREJAL PATUCA 3	40 100				
2012	MODERN. TÉRMICAS COLIMA+MOÍN PISTÓN	20								
2013	BOT PROYECTO EOL PROYECTO	50 120					GEO SAN VICENTE	55		
2014					TABLÓN MMV 100-1 MMV 100-2	18.6 100 100			SERCHIL	145
2015							GEO CHINAMECA	55		
2016	LOS LLANOS RC-500 MMV 100-1 MMV 100-2 TGDS TGDS	84 58.6 100 100 100 100	VALENTIN	28	TGDS TGDS	100 100			TGDS TGDS MMV 100-1 MMV 100-2	100 100 100 100
2017	GEO PROYECTO	35							GEO TECUAMBU	24
2018			CORRIENTE LIRA PIEDRA FINA	40 42						
2019			EL CARMEN MMV 100-1 MMV 100-2	60 100 100	CCDS CCDS	250 250				
2020										
2021										



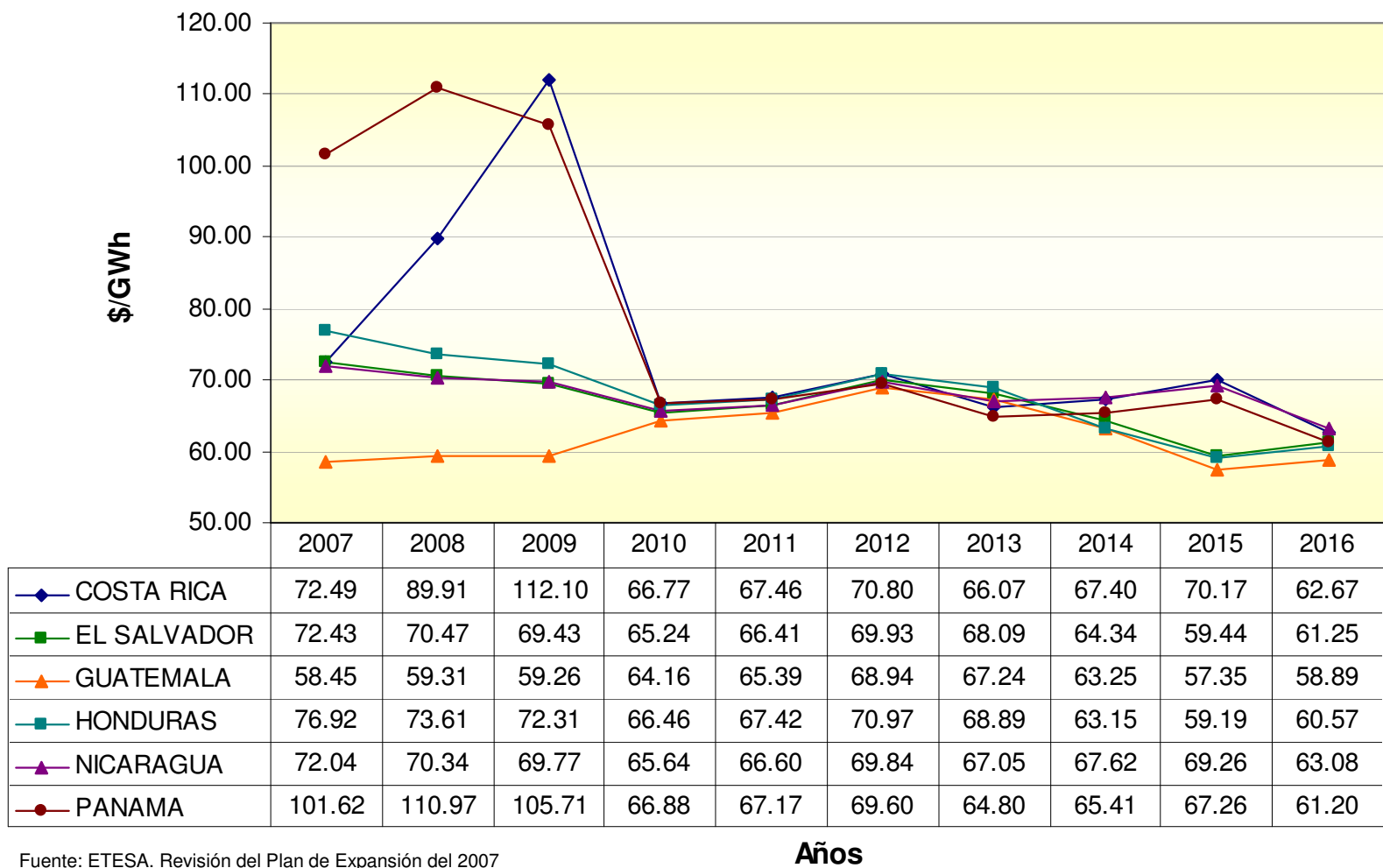
GRÁFICO N° 10.1: Intercambios entre Panamá y Costa Rica  
Caso REGMHT7



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del



GRÁFICO N°.10.2: Costos Marginales Centroamericanos Caso REGMHT7

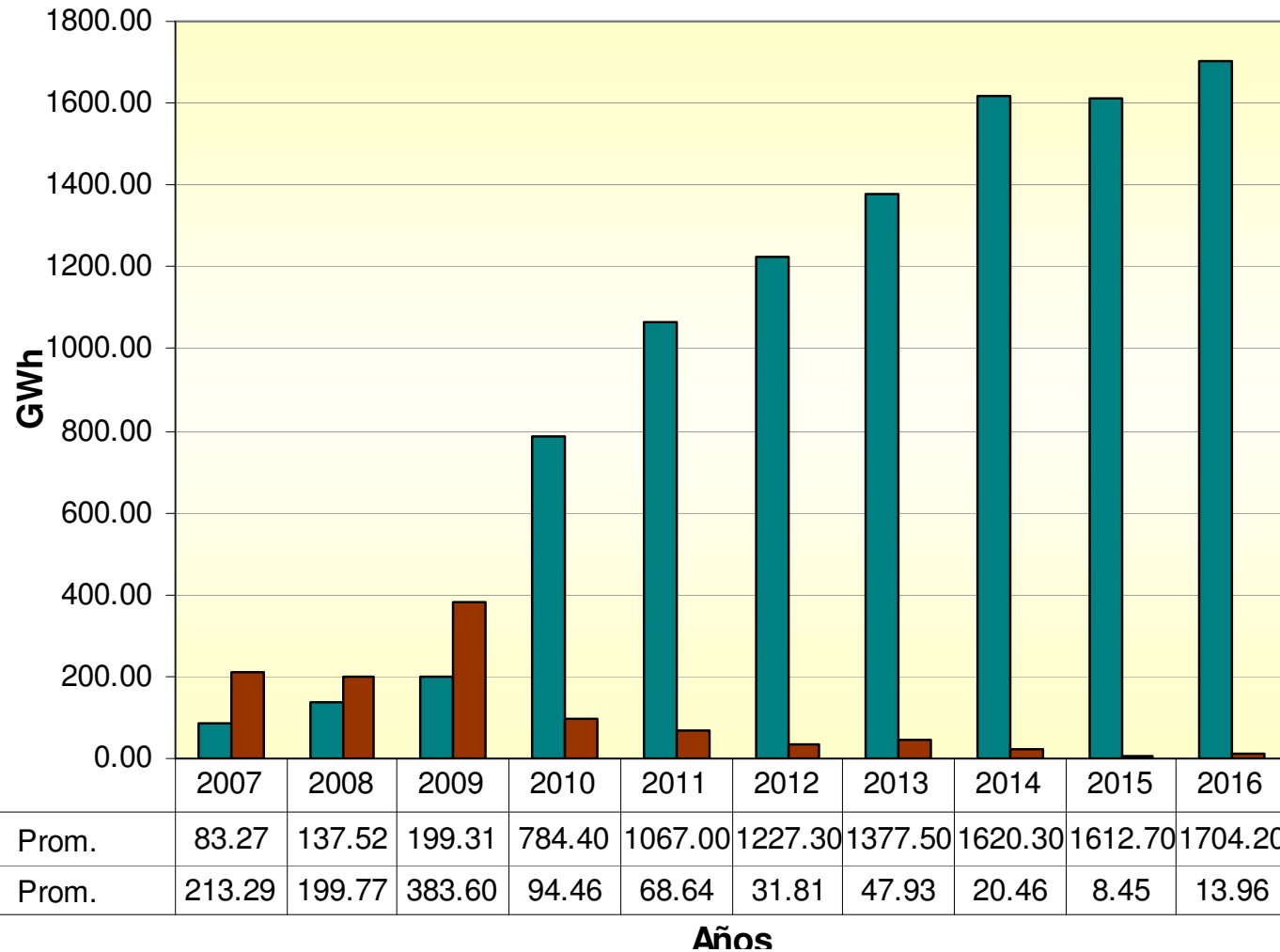


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

El análisis regional anterior se repitió para el plan de Panamá con gas natural transportado por barcazas. Los intercambios de energía entre Panamá y el resto de Centroamérica se presentan en el Gráfico N° 10.3. Observe que en 2009 Panamá importa menos energía que para el caso previamente analizado. A partir de 2010, Panamá exporta energía en mayor proporción que para el caso anterior como resultado de la incorporación de plantas térmicas que utilizan el gas natural transportado por barcaza y el carbón como combustible. En 2010, el intercambio neto anual refleja una exportación de 689.94 GWh anuales, cifra que llega a alcanzar 1690.24 GWh anuales al finalizar el periodo evaluado.

Los costos marginales de Panamá son los mayores durante el primer tercio del periodo evaluado, como lo muestra el Gráfico N° 10.4 y es superado por el costo marginal de Costa Rica en el año 2009, cuyo valor es de 110.21 \$/MWh. El costo marginal promedio de Panamá para el periodo 2007-2009 es de 100.42 \$/MWh. A partir del inicio de operaciones de las plantas térmicas que utilizan carbón y gas natural (BLM Carbón y Ciclo Combinado de BLM), así como el de la mayoría de los proyectos hidroeléctricos de este plan, los costos marginales de nuestro país experimentan un descenso, haciéndose menores con respecto a los otros países de Centroamérica en el periodo 2010-2014. El costo marginal promedio para el periodo 2010-2016 es de 61.36 \$/MWh. Es en este mismo periodo que se presenta el incremento en las exportaciones de Panamá.

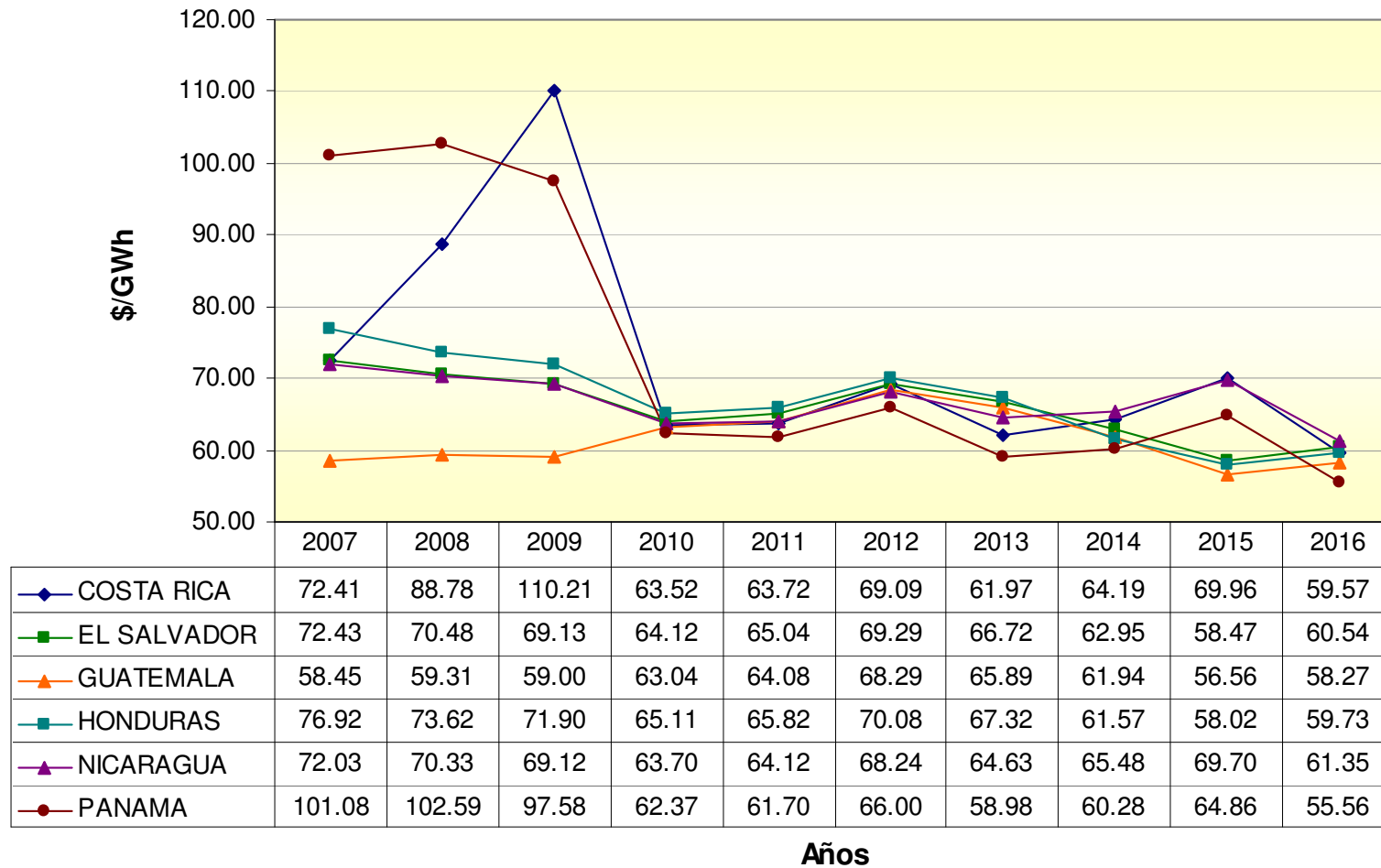
GRÁFICO N° 10.3: Intercambios entre Panamá y Costa Rica  
Caso REGMHTGB7



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007



GRÁFICO N°.10.4: Costos Marginales de Centroamérica  
Caso REGMHTGB7



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

Considerando la importancia de los puntos expuestos en la sección 9.4 de este documento, se realizó un análisis regional del caso MHT7H, el cual contempla la actualización del plan hidrotérmico producto de la nueva generación en la provincia de Colón y el atraso del proyecto hidroeléctrico Changuinola I, caso llamado REGMHT7H en este documento.

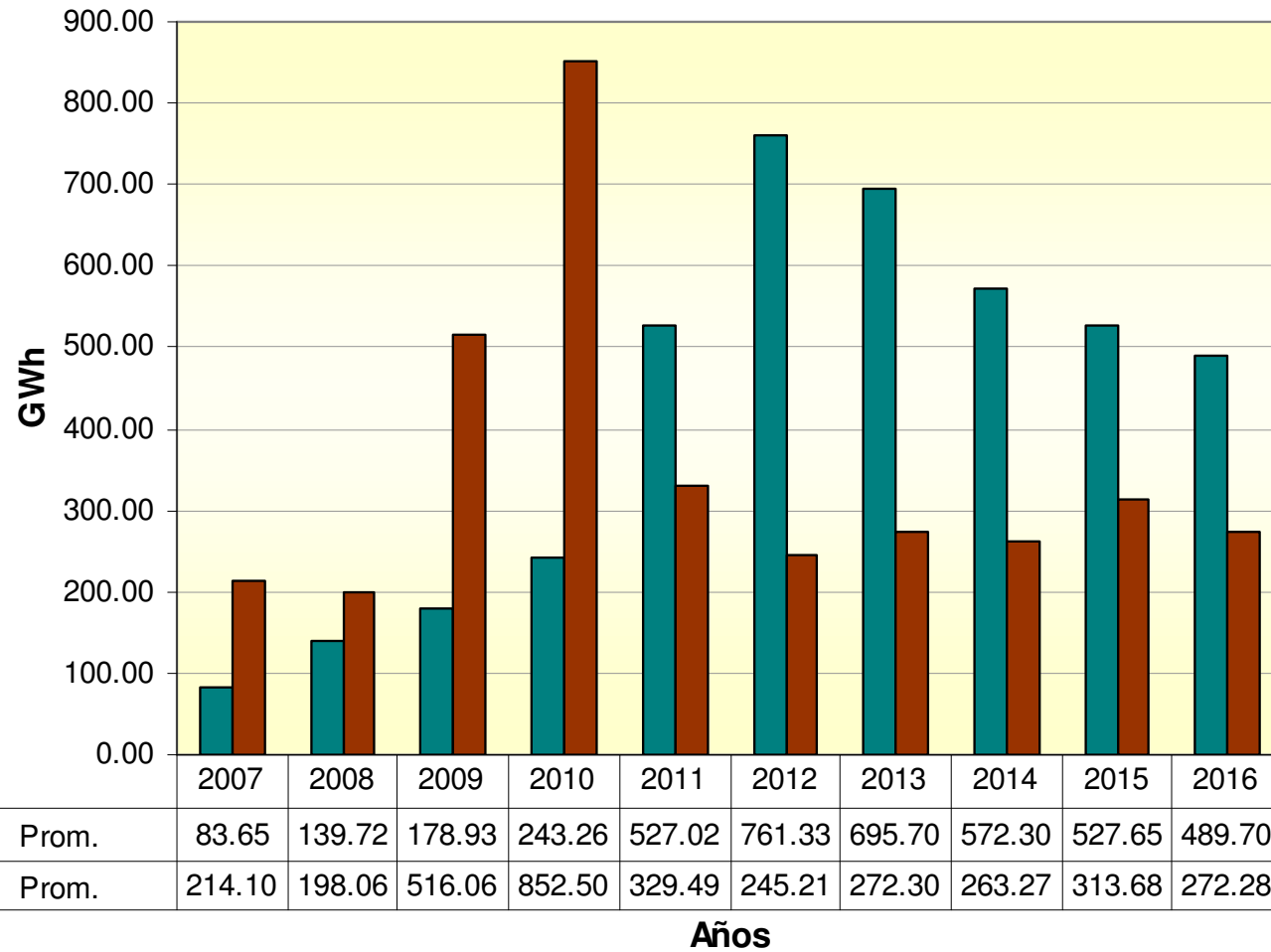
El intercambio anual entre Panamá y Centroamérica producto de este caso se presenta en el Gráfico N° 10.5. En este gráfico, Panamá se convierte en un país exportador desde el año 2011, con la entrada del proyecto hidroeléctrico Changuinola I.

Los costos marginales que resultaron de este caso se presentan en el Gráfico N° 10.6. Guatemala mantiene costos marginales menores a 70 \$/MWh durante el horizonte evaluado. Durante los cuatro primeros años del horizonte de estudio, Panamá presenta costos marginales superiores a los otros países, excepto en 2009 puesto que Costa Rica presenta un costo marginal de 107.30 \$/MWh, y a partir de 2011 se aprecian costos marginales comparables con el resto de la región. El costo marginal promedio de Panamá para el periodo 2010-2016 es de 67.61 \$/MWh.



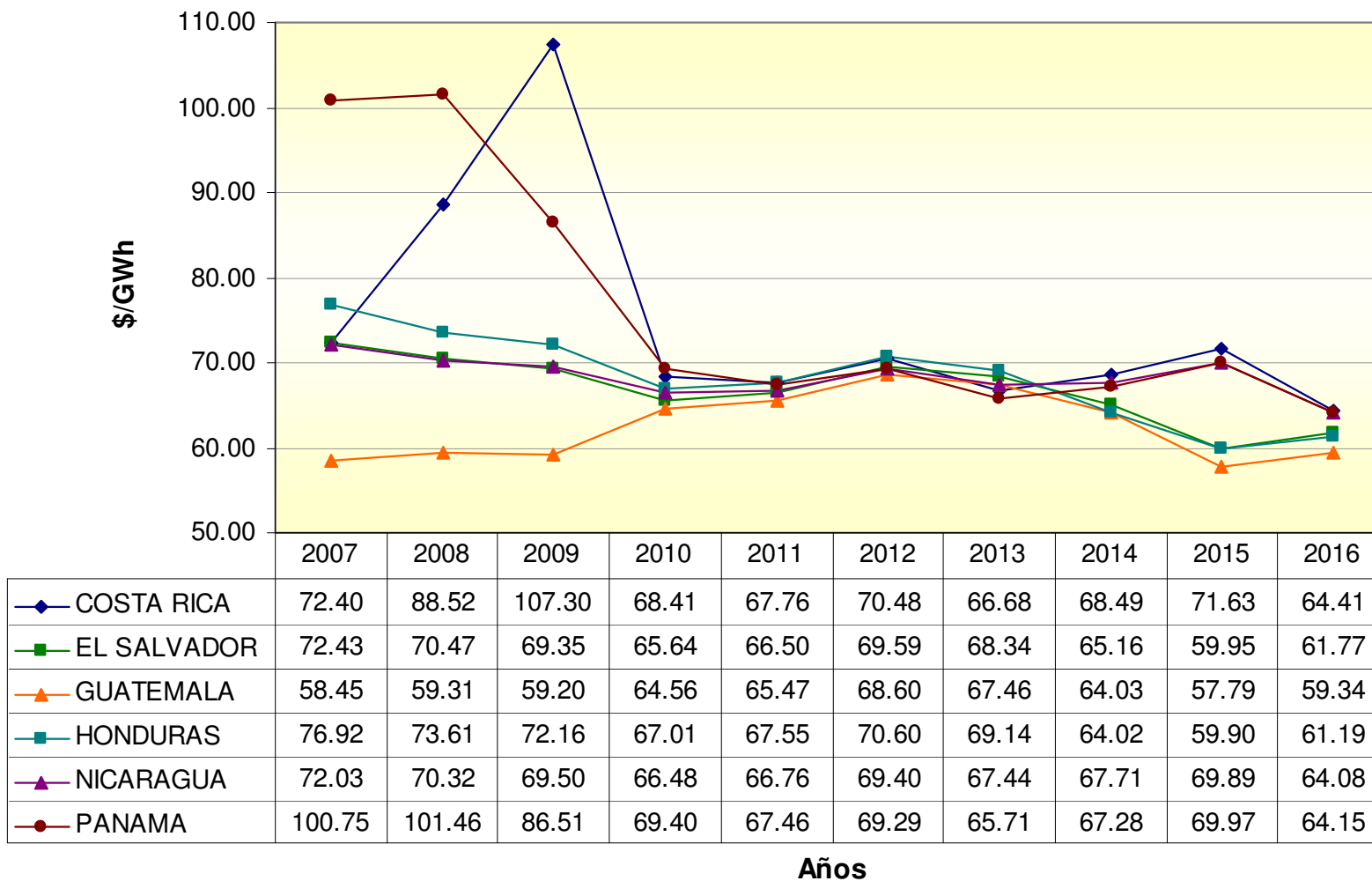


GRÁFICO N° 10.5: Intercambios entre Panamá y Costa Rica  
Caso REGMHT7H



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

GRÁFICO N.º.10.6: Costos Marginales de Centroamérica Caso REGMHT7H



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

## Capítulo 11: Escenario de Demanda Alta

En este capítulo se analizan los planes convencional (AHT7) y con gas natural transportado tanto por gasoducto (AHTGDC7) como por barcazas (AHTGBC7), bajo la hipótesis de que ocurre el escenario de demanda alta. Si se supone la ocurrencia de este escenario, se modificarán los planes debido a la necesidad de atraso o adelanto de algunos proyectos requerido para mantener un plan de mínimo costo. En el Cuadro N° 11.1 se presentan los planes obtenidos a raíz de esta condición.

CUADRO N°.11.1: Planes de expansión para el escenario de demanda alta

Fecha de Operación	Caso AHT7		Caso MHTGBC7		Caso MHTGDC7	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2007	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8
2009	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2
	Mendre	18.4	Mendre CCGB BLM	18.4 158.0	Mendre	18.4
2010	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0
	Chan I	223.0	Chan I	223.0	Chan I	223.0
	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0
	Síndigo	10.0	Síndigo	10.0	Síndigo	10.0
2011	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0
	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6
2012	Pana Power	85.0	Pana Power	85.0	Pana Power CCGD BLM	85.0 158.0
2013	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina TGGB 100-1	52.4 100.0	Bajo de Mina	52.4
2014	Lorena	35.7	El Alto	60.0	El Alto	60.0
	Pando	32.6			CCGB 250-1	250.0
	El Alto	60.0				
2015	Prudencia	56.2				
	Monte Lirio	51.7				
2016	MMV 100-1	100.0	CCGB 250-1	250.0		
2017	MMV 100-2	100.0			CCGB 250-2	250.0
2018	MMV 100-3	100.0	CCGB 250-2	250.0		
2019	MMV 50-1	50.0			CCGB 250-3	250.0
	MMV 50-2	50.0				
	MMV 50-3	50.0				
2020	MMV 50-4	50.0				
	MMV 50-5	50.0				
2021	MMV 100-4	100.0	CCGB 250-3	250.0		

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007.

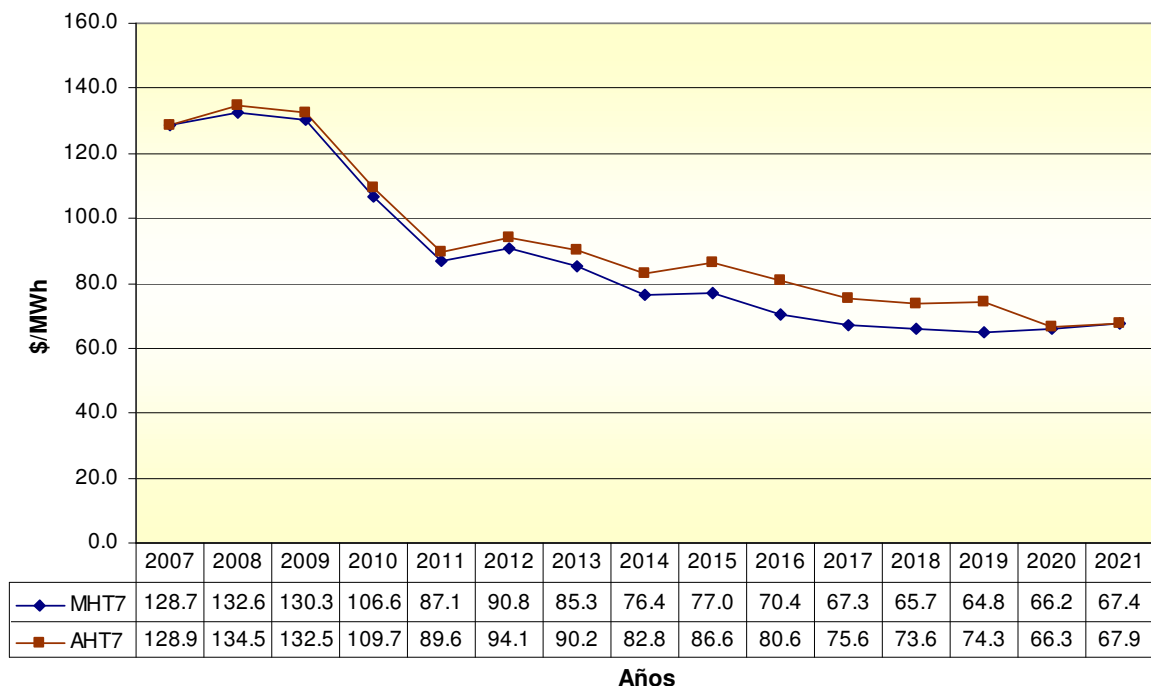
## CASO AHT7

Desde el inicio del periodo analizado y hasta el 2018, los planes de expansiones convencionales para los casos de demanda media y alta resultan semejantes. Para el resto del periodo en el de demanda alta ingresan cinco motores de media velocidad de 50 MW cada uno (2019 y 2020) y un motor de 100 MW (2021), mientras que en el caso con demanda media entran un motor de 100 MW (2019) y tres motores de 50 MW cada uno (2019 y 2020). Esto representa una diferencia de 100 MW de nueva generación entre ambos casos, debido a la diferencia en la energía demandada. Los costos totales de este plan son como sigue:

Costo Total de Inversión: 782.85 MM \$  
 Costo de Operación: 1,728.35 MM\$  
 Costo de Déficit: 0.498 MM\$  
 Costo Total: 2,511.70 MM\$

Como puede observarse en el Gráfico 11.1, los costos marginales mantienen valores similares hasta el año 2011, con un decrecimiento sostenido hasta el final del periodo. Note que los costos marginales del caso con demanda media tiene costos marginales ligeramente inferiores al caso con demanda alta. Esto se debe a la diferencia de demanda entre los dos casos. Después del 2011, la diferencia entre ambos costos marginales se hace mayor hasta que en el año final del horizonte presentan las mismas magnitudes.

GRÁFICA N°11.1: Comparativo de costo marginal de los casos MHT7 y AHT7



## CASO AHTGBC7

Haciendo una comparación entre los casos que consideran el gas natural transportado por barcazas con demandas media (MHTGBC7) y alta (AHTGBC7), vemos que el proyecto El Alto es desplazado por una turbina de gas en el año 2013 para el caso con demanda alta. Para este mismo caso en 2015, no aparece nueva generación. Los dos ciclos combinados de 250 MW que aparecen al final del periodo sufren un retraso en el caso con demanda alta.

Los costos totales del plan con demanda alta son como sigue:

Costo Total de Inversión: 695.78 MM \$  
Costo de Operación: 1,420.59 MM\$  
Costo de Déficit: 0.417 MM\$  
Costo Total: 2,116.78 MM\$

El Gráfico N° 11.2 presenta los costos marginales para estos dos casos. Este gráfico nos muestra un descenso sostenido a lo largo de todo el periodo analizado. Los cuatro primeros años, ambos casos tienen costos marginales similares. Luego de esto, los costos marginales del caso con demanda media se hacen inferiores al caso con demanda alta, hasta que en el año 2016 se hace ligeramente mayor. En 2015, los costos del plan con demanda alta presentan un pico debido al ingreso de nueva generación en ese año y luego desciende nuevamente por efecto de la entrada de un ciclo combinado a gas de 250 MW. El pico que se aprecia al final del periodo, para el caso de demanda alta, se reduce con la entrada de otro ciclo combinado de 250 MW.

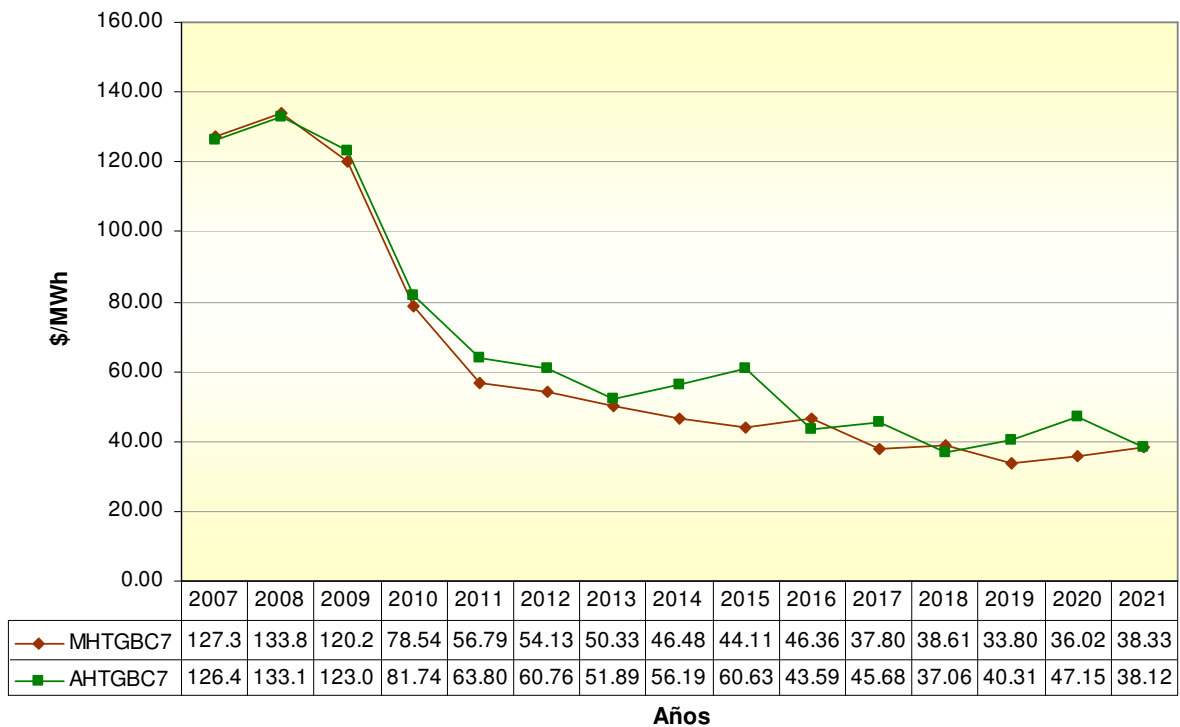
## CASO MHTGDC7

Con respecto a los casos con gas natural transportado por gasoducto tanto para demanda media como para demanda alta, vemos que se adelantan los dos últimos ciclos combinados de 250 MW un año en este último caso. Los costos marginales de estos casos descienden a lo largo del periodo, manteniendo valores similares, a excepción del año 2017. En este año, se incorpora uno de los ciclos combinados del caso de demanda alta, haciendo que el costo marginal descienda más en comparación con el otro caso analizado.

Los costos totales del plan con gas natural traído con gasoducto y demanda alta son como sigue:

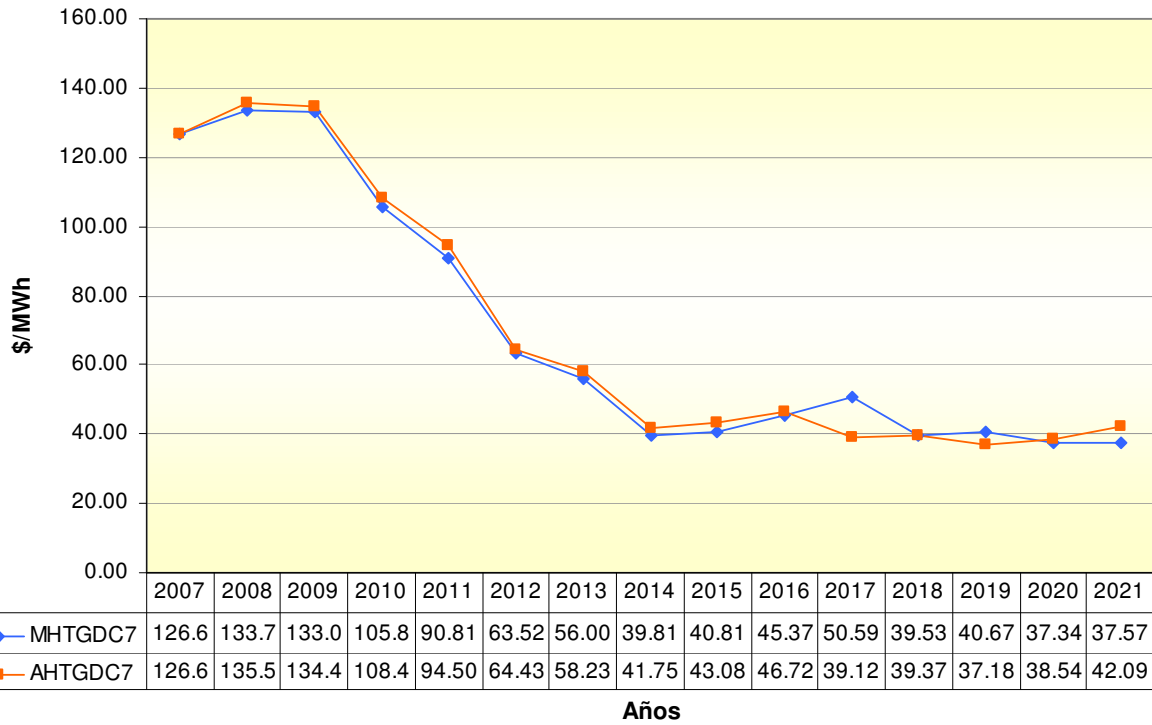
Costo Total de Inversión: 708.89 MM \$  
 Costo de Operación: 1,580.10 MM\$  
 Costo de Déficit: 0.433 MM\$  
 Costo Total: 2,289.43 MM\$

GRÁFICA N°.11.2: Comparativo de costo marginal de los casos MHTGBC y AHTGBC



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

**GRÁFICA No.11.3: Comparativo de Costo Marginal  
Casos MGHGDC y AHTGDC**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007



## Capítulo 12: Análisis de Riesgo

Con relación al análisis de riesgo es importante tomar en cuenta que las posibles combinaciones de variables inciertas son muy numerosas y que, en consecuencia, un análisis de riesgo bajo todas ellas confunde más que facilitar el proceso de toma de decisiones. Es preciso entonces elegir las combinaciones más razonables. También lo es elegir valores para las variables inciertas que correspondan a situaciones factibles y probabilidades de ocurrencia que tengan soporte real (para criterios que exijan la estimación de estas probabilidades). El análisis de riesgo debe, adicionalmente, ayudar a comparar la robustez de los planes analizados ante incertidumbres.

Retrasos y sobre costos en los proyectos hidroeléctricos hacen los planes respectivos más costosos que los planes a gas natural. Por otra parte, la experiencia internacional ha demostrado que cuando el gas natural está disponible, las tecnologías de generación con base en este combustible son las preferidas por el mercado. Entre otros muchos ejemplos que pueden darse, se encuentra la experiencia de Inglaterra (llamada “dash to gas” por los analistas locales) y de Colombia, a pesar de tener este último país una abundancia de recursos alternativos de generación (hidroeléctricos, carbón, eólicos, etc). Las razones son múltiples: modularidad de las máquinas que consumen gas, que las hacen adaptables a los crecimientos de la demanda, altas eficiencias, bajos costos, tiempos reducidos de instalación, etcétera. Las únicas incertidumbres relevantes son entonces la disponibilidad de gas y el precio de este combustible.

Se concluye que es suficiente hacer análisis de riesgo de los planes hidrotérmico y con gas con gasoducto frente a incertidumbres en crecimiento de la demanda y de disponibilidad y precio del gas.

El Cuadro N° 12.1 presenta los costos totales de los planes Convencional y de Gas en gasoducto para los escenarios de demanda media y de demanda alta.

CUADRO N° 12.1: Costos de Plan Hidrotérmico y el Hidrotérmico con Gas Natural por Gasoducto

Plan/Escenario	Demanda Media (MM\$)	Demanda Alta
<b>Hidrotérmico</b>	2,376.95	2,511.70
<b>Gas - Gasoducto</b>	2,197.76	2,289.42

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

Como puede observarse en el Cuadro 12.1, el escenario de gas natural vía gasoducto presenta costos inferiores bajo los dos escenarios de demanda. Es, en consecuencia, el que presenta menor riesgo bajo ocurrencia de cualquiera de los escenarios de demanda contemplados en el análisis.

Otro riesgo que se analiza es el relativo a la disponibilidad del gas natural. En caso de no estar disponible este combustible, se supone que las turbinas y los ciclos combinados funcionarían con diesel. Los costos totales de los planes analizados bajo cualquiera de los dos escenarios se incluyen en el Cuadro N° 12.2. Se asume para el plan hidrotérmico que el Ciclo Combinado de Bahía Las Minas utiliza gas cuando este combustible está disponible.

CUADRO N° 12.2: Costos de Planes Hidrotérmico y con Gas Natural vía Gasoducto (sin la disponibilidad del gas)

Plan/Escenario	No Hay Gas	Sí hay Gas
Convencional	2,376.95	2,261.52
Gas – Gasoducto	2,556.21	2.197.76

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

El Cuadro N°12.2 se obtiene de la siguiente manera:

Si no hay gas, el costo del Plan Hidrotérmico no varía. El Plan con Gas vía gasoducto, sin embargo, debe utilizar diesel en lugar de gas, con lo que se incrementa su costo de operación y mantenimiento y, en consecuencia, su costo total.

Si hay gas, el costo del plan con gas natural vía gasoducto no varía. El costo operativo del Plan Hidrotérmico, sin embargo, se reduce, ya que el Ciclo Combinado de Bahía Las Minas utilizaría gas en lugar de diesel.

Se observa que, en presencia de gas, el plan más económico es el de Gas Natural vía gasoducto. El arrepentimiento de escoger dicho plan cuando hay gas es, en consecuencia, cero. Si para el escenario de gas se escoge el Plan Hidrotérmico, sin embargo, el arrepentimiento correspondiente a esta decisión es el costo del Plan Hidrotérmico cuando hay gas, menos el costo del plan con gas vía gasoducto cuando hay gas, es decir

$$2,261.52 - 2,197.76 = 63.76$$

En forma similar se completa el cálculo de los restantes arrepentimientos (ver Cuadro N° 12.3). A continuación se determina para cada uno de los planes su máximo arrepentimiento, cálculo que también se ilustra en el Cuadro N° 12.3. El plan de mínimo riesgo, entonces, es el que satisface el Criterio de Savage, es decir, el que minimiza el máximo arrepentimiento.

El Criterio de Savage tiene la ventaja de que no requiere hacer suposiciones sobre la probabilidad de que haya o no haya gas (lo que depende de una serie de factores geológicos y políticos difíciles de cuantificar), ni asume que quien toma la decisión es optimista o pesimista con relación a la ocurrencia de los escenarios. Se trata, de todas maneras, de un criterio defensivo, para el que el “arrepentimiento” representa la prima de un seguro que se pagaría para protección frente a riesgos asociados con incertidumbres. El Cuadro N°12.3 permite concluir que el Plan Hidrotérmico es el de mínimo riesgo bajo la ocurrencia de este escenario, ya que minimiza el máximo arrepentimiento.

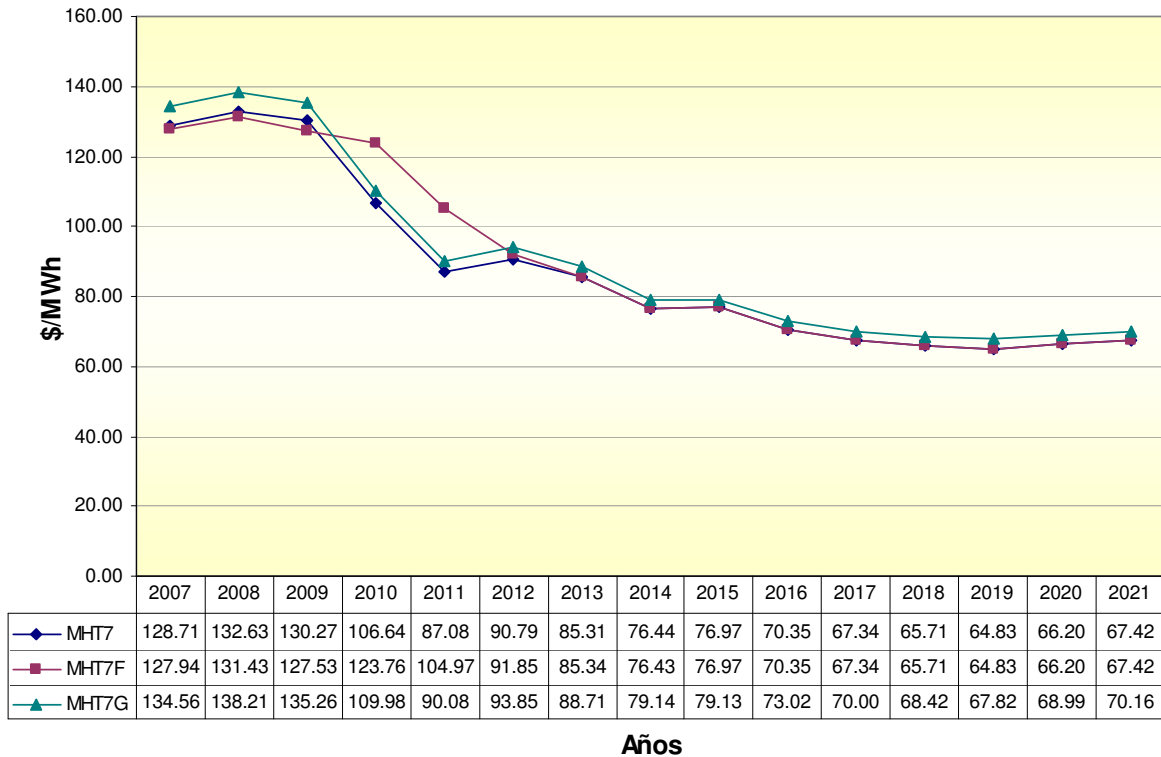
CUADRO N° 12.3: Arrepentimientos de Planes Convencional y Gas en gasoducto

Plan/Escenario	No Hay Gas	Sí hay Gas	Max. Arrepent.
<b>Convencional</b>	0	63.76	63.76
<b>Gas – gasoducto</b>	179.26	0	179.26

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

Se analizó el impacto que tendría el retraso de la entrada de los proyectos hidroeléctricos del plan hidrotérmico (MHT7F). Para tal fin, se consideró la entrada de la totalidad del proyecto térmico Pana Power en 2009 y el retraso de un año en los proyectos hidroeléctricos del periodo 2009-2011 (Mendre, Pedregalito, Changuinola I, Síndigo, Bonyic y Gualaca). Los costos marginales promedio que se originaron con estos retrasos se presentan en el Gráfico N° 12.1. Observe que estos costos marginales son un poco inferiores a los del caso MHT7 durante el periodo 2007-2009. En 2010 y 2011, los costos marginales resultantes son superiores a los del caso hidrotérmico, mientras que para el resto del periodo ambos presentan valores muy similares. Es importante resaltar el impacto del retraso de los proyectos hidroeléctricos, ya que se ocasiona un incremento en el costo marginal promedio en 2010 y 2011.

**CUADRO N° 12.1: Costos Marginales Promedio del Caso MHT7  
y sus sensibilidades de riesgo MHT7F y MHT7G**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

Con la finalidad de estudiar el riesgo asociado a una variación en los costos de combustible se consideró un crecimiento mayor en los precios de los combustibles en el caso hidrotérmico (MHT7G). El escalamiento y los precios de combustible empleados en este análisis se presentan en el Cuadro N° 12.4. De acuerdo a los costos marginales promedio presentados en el Gráfico N° 12.1, los costos marginales de esta sensibilidad presentan un comportamiento similar al caso hidrotérmico pero con valores superiores a los de este último. Note que la condición analizada se refleja sobre todo durante los tres primeros años del horizonte, en donde la diferencia entre los costos marginales promedio del caso hidrotérmico y esta sensibilidad son mayores.

### CUADRO N° 12.4: Proyecciones de Precios de Combustibles del Análisis de Riesgo (Sensibilidad MHT7G)

AÑO	INDICE DE VARIACION				(US\$/BBL)					
	Diesel Liviano		Búnker-C		Diesel Liviano		Diesel Marino		Búnker-C	
(*) 2006					81.26		75.17		50.80	
2007	1.08	1.13	0.92	0.96	87.54	91.92	79.36	83.32	46.60	48.93
2008	0.97	1.01	1.01	1.06	84.53	88.76	77.08	80.93	47.25	49.62
2009	0.92	0.97	0.96	1.01	77.98	81.88	71.45	75.02	45.31	47.57
2010	0.92	0.97	0.94	0.99	71.83	75.42	65.99	69.29	42.62	44.75
2011	0.92	0.97	0.94	0.99	66.17	69.47	60.97	64.02	40.20	42.21
2012	0.93	0.98	0.95	1.00	61.56	64.64	56.90	59.75	38.25	40.17
2013	0.93	0.97	0.92	0.97	57.00	59.86	52.67	55.31	35.35	37.12
2014	0.99	1.04	1.00	1.05	56.47	59.30	52.24	54.85	35.31	37.08
2015	1.01	1.06	1.03	1.08	56.83	59.67	52.71	55.35	36.26	38.08
2016	1.00	1.05	1.01	1.06	56.96	59.81	52.86	55.51	36.48	38.30
2017	1.02	1.07	1.02	1.07	57.93	60.83	53.78	56.47	37.17	39.03
2018	1.01	1.06	1.01	1.06	58.51	61.44	54.34	57.05	37.65	39.53
2019	1.02	1.07	1.03	1.09	59.84	62.83	55.65	58.43	38.90	40.85
2020	1.01	1.06	1.01	1.06	60.41	63.43	56.21	59.02	39.38	41.35
2021	1.01	1.06	1.03	1.08	61.12	64.18	56.97	59.82	40.37	42.39

BBL: Barriles

(\*) Precio Promedio del año 2006.

Los precios marcados de color verde corresponden a los considerados en el análisis indicado.  
 Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

## Capítulo 13: Evaluación Económica y Financiera de los Proyectos de Generación Considerados en los Casos Analizados

La rentabilidad de los proyectos incorporados en los planes de expansión analizados se evalúa de tres formas, como se indica a continuación.

En primer lugar se evalúa la autosuficiencia financiera de los proyectos candidatos, sin tomar en cuenta beneficios ni cargos por financiamiento, es decir, se parte de la suposición de que los accionistas aportan todo el capital del proyecto. Posteriormente se evalúa la rentabilidad de los inversionistas del proyecto candidato, tomando en cuenta el impacto del financiamiento externo en la rentabilidad del proyecto; Finalmente, se evalúa el impacto social del Proyecto, o sea que se juzga el proyecto según su *“aporte al objetivo de contribuir al bienestar de la colectividad nacional”*.

El Anexo 9 describe en detalle las definiciones y metodologías utilizadas en este capítulo.

### 13.1 ANÁLISIS DE LOS CASOS

Los análisis de rentabilidad de proyectos de expansión se circunscribieron a casos basados en un escenario de demanda media de crecimiento de la energía y potencia, con diversas alternativas de expansión a mínimo costo.

Se evaluaron entonces las rentabilidades de los nuevos proyectos que se incorporan en los planes de expansión para los siguientes casos:

- a) **Caso N° 1:** Demanda Media Hidrotérmico (MHT7).
- b) **Caso N° 2:** Demanda Media Hidrotérmico - con Carbón (MHTCB7).
- c) **Caso N° 3:** Demanda Media Hidrotérmico - Con Gas Natural Comprimido transportado por Barcaza a partir del 2009 y Carbón (MHTGBC7).
- d) **Caso N° 4:** Demanda Media Hidrotérmico – Con Gas abastecido por Gasoducto a partir del 2012 y Carbón (MHTGDC7).
- e) **Caso N° 5:** Demanda Media Hidrotérmico-Con Gas abastecido por Gasoducto a partir del 2012 – Carbón, Turba y Eólica<sup>25</sup> (MHTTLA7).

---

<sup>25</sup> En este caso, los candidatos hidros y térmicos compiten con opciones de gas natural vía gasoducto, opciones con base en carbón importado, en la turba nacional y se agrega la fuente renovable eólica.

### 13.1.1. Plan Hidrotérmico MHT7 (sin Gas Natural ni Carbón)

#### Autosuficiencia Financiera

Los resultados de esta evaluación indican que sólo algunos de los nuevos proyectos hidroeléctricos incorporados superan la tasa referencial de recuperación de activos, del 12%, por sí mismos.

Este grupo lo conforman los proyectos Gualaca, Bonyic, Bajo Mina, El Síndigo, Monte Lirio y Mendre. En cambio proyectos como El Alto, Changuinola I, Lorena y Prudencia, por tener los montos de inversión a recuperar más altos dentro de los proyectos seleccionados por el SUPER, no superan los criterios de decisión.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) de los proyectos hidroeléctricos va de 9% a más del 22%. En cuanto al índice de recuperación del capital invertido en los proyectos hidroeléctricos de este plan alternativo, no superan los nueve años, lo cual en la práctica internacional es marginalmente aceptable para proyectos con una vida útil entre 40 y 50 años.

Como parte del plan firme,<sup>26</sup> que se incorporan en todos los planes se incluyen dos nuevas centrales térmicas en construcción, para el 2010 la conversión de la operación de parte de la central de Bahía Las Minas con la utilización de carbón importado, este proyecto se considera como una nueva central eléctrica; y la entrada en el año 2009, del proyecto Panapower constituido por dos unidades de motores de combustión interna con un potencial global de 34.2 MW, localizados en el área de Arraiján. Estas unidades son rentables por si mismas,

El plan de expansión incluye cuatro (4) proyectos térmicos de motores de media velocidad (MMV) de 100MW que entran en operación desde el año 2016, no siendo ninguna de ellas centrales autosuficientes, presentando condiciones no favorables, en razón del nivel de costos marginales del plan.

Adicionalmente, para cumplir con la demanda en el año 2020 y 2021 se requiere de tres unidades de motores de 50 MW, que operan en este último año a plena carga, por lo cual su estimado de rentabilidad en el periodo de evaluación de veinte años es positivo. Los datos utilizados para realizar el análisis financiero de este caso se presentan en el Cuadro N°.13.1.<sup>27</sup>

---

<sup>26</sup> Son proyectos que se presentan en todos los planes alternativos.

<sup>27</sup> Por metodología se le aplica la misma generación y retorno en el periodo de evaluación.

## CUADRO N°. 13.1: Autosuficiencia Financiera del Plan Hidrotérmico

**RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION  
 HIDROTERMICO CONVENCIONAL MHT7  
 (2007-2021)**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2,011	40,500	27,177	22.1%	4
BONYIC	2,011	53,030	2,713	12.8%	7
BAJO MINA	2,013	63,750	41,562	21.7%	4
EL SINDIGO	2,010	16,900	3,030	15.0%	6
EL ALTO	2,014	75,000	2,007	12.4%	7
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	12,824	12.7%	6
LORENA	2,014	57,880	-3,124	11.3%	6
PRUDENCIA	2,015	91,040	-8,129	10.9%	6
PANDO	2,014	60,000	-2,579	11.27%	8
MONTE LIRIO	2,015	101,000	-19,439	9.1%	9
MENDRE	2,009	35,000	4,950	14.5%	6
PEDREGALITO	2,010	36,000	-633	11.7%	7
<b><u>TERMICOS</u></b>					
MMV 100 MW-1	2,016	80,000	-315	11.9%	8
MMV 100 MW-2	2,017	80,000	-4,487	11.1%	8
MMV 100 MW-3	2,018	80,000	-6,719	16.0%	9
MMV 100 MW-4	2,019	80,000	-7,730	10.4%	9
MMV 50 MW- 1	2,020	40,000	10,439	16.0%	6
MMV 50 MW- 2	2,021	40,000	10,342	15.9%	7
MMV 50 MW- 3	2,021	40,000	10,366	15.9%	5
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	98,213	22.5%	3
PANAPOWER	2,009	52,533	3,222	13.7%	9

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

**Evaluación del Inversionista**

El análisis financiero de los inversionistas muestra que todos los proyectos hidroeléctricos al igual que los proyectos térmicos incluidos en el plan superan los criterios de aceptación financiera son rentables.

El capital aportado por los inversionistas de los proyectos que superan los criterios de aceptación tienen una tasa de retorno que alcanza en algunos casos valores de 46% y 47%, como son los proyectos Gualaca y Bajo Mina. El período de recuperación del capital aportado por los promotores resulta ser de dos a siete años en los proyectos hidroeléctricos. En cuanto a los proyectos térmicos en el peor de los casos, los motores de 100 MW a entrar en los años 2018 y 2019, presentan tasas de retorno de 15%, pero periodos de recuperación de 10 años para centrales



con vida útil de 20 años. Los valores calculados y empleados para realizar el análisis de la rentabilidad de los inversionistas se muestran en el Cuadro N°.13.2.

CUADRO N°. 13.2. : Evaluación del Inversionista del Plan Hidrotérmico

**PROYECTOS DE EXPANSION  
DEL PLAN DE REFERENCIA (2007-2021)  
RENTABILIDAD DEL INVERSIONISTA**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2011	40,500	32,724	45.6%	2
BONYIC	2011	53,030	15,949	21.7%	4
BAJO MINA	2013	63,750	62,751	46.7%	2
EL SINDIGO	2010	16,900	6,975	29.6%	3
EL ALTO	2014	75,000	20,507	20.2%	5
EL GAVILAN (CHAN-75)	2010	320,000	77,147	20.1%	4
LORENA	2014	57,880	12,131	16.7%	3
PRUDENCIA	2015	91,040	15,864	16.0%	4
PANDO	2014	60,000	9,993	18.1%	5
MONTE LIRIO	2015	101,000	5,124	13.5%	7
MENDRE	2009	35,000	13,125	29.6%	3
PEDREGALITO	2010	36,000	7,778	21.4%	4
<b><u>TERMICOS</u></b>					
MMV 100 MW-1	2016	80,000	14,082	18.7%	7
MMV 100 MW-2	2017	80,000	7,882	16.3%	9
MMV 100 MW-3	2018	80,000	7,646	15.1%	10
MMV 100 MW-4	2019	80,000	5,286	14.7%	10
MMV 50 MW- 1	2,020	40,000	14,086	26.6%	5
MMV 50 MW- 2	2,021	40,000	14,014	26.5%	5
MMV 50 MW- 3	2,021	40,000	14,032	26.5%	5
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	124,903	39.1%	2
PANAPOWER	2,009	52,533	6,269	19.9%	8

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

**Evaluación a precios económicos**

Todos los proyectos pertenecientes a este Plan de Generación, presentan valores aceptables para los criterios de decisión, en razón que agregan un aumento de consumo de un bien necesario al desarrollo de la sociedad y sus impactos negativos son superados ampliamente por el valor económico de los beneficios.

El Valor Presente Neto Económico (VPNE), va de los 15 a más de 225 millones. La Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) de estos proyectos superan ampliamente la tasa de descuento económico de 9.5%.

Aún, los proyectos térmicos conformados por unidades de Motores de Media Velocidad que fueron castigados económicamente con recargos del monto de las divisas, al insumir combustibles importados, dan valores positivos para los criterios de decisión. Los valores utilizados para esta evaluación se pueden apreciar en el Cuadro N°.13.3.

CUADRO N°. 13.3: Evaluación a precios económicos del Plan Hidrotérmico

**PROYECTOS DE EXPANSION  
DEL PLAN DE REFERENCIA (2007-2021)  
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PROYECTO**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPNE (k\$)	TIRE	P/R AÑOS
<b>HIDROELECTRICOS</b>					
GUALACA	2,011	40,500	75,134	34.2%	3
BONYIC	2,011	53,030	41,557	18.5%	5
BAJO MINA	2,013	63,750	140,391	34.7%	3
EL SINDIGO	2,010	16,900	15,774	22.4%	4
EL ALTO	2,014	75,000	55,172	17.5%	5
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	227,484	18.1%	5
LORENA	2,014	57,880	41,213	15.7%	3
PRUDENCIA	2,015	91,040	57,414	15.0%	4
PANDO	2,014	60,000	28,832	15.7%	6
MONTE LIRIO	2,015	101,000	29,337	12.7%	7
MENDRE	2,009	35,000	29,346	22.0%	4
PEDREGALITO	2,010	36,000	19,710	17.3%	5
<b>TERMICOS</b>					
MMV 100 MW-1	2,016	80,000	55,865	18.9%	6
MMV 100 MW-2	2,017	80,000	39,088	16.9%	7
MMV 100 MW-3	2,018	80,000	42,382	16.0%	7
MMV 100 MW-4	2,019	80,000	41,087	15.8%	7
MMV 50 MW- 1	2,020	40,000	52,773	25.1%	5
MMV 50 MW- 2	2,021	40,000	52,643	25.0%	5
MMV 50 MW- 3	2,021	40,000	52,658	25.0%	5
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	267,251	32.7%	2
PANAPOWER	2,009	52,533	27,469	19.1%	8

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

### 13.1.2. PLAN HIDROTÉRMICO con CARBON (MHTCB7)

#### Autosuficiencia Financiera

En este plan sólo cuatro (4) de los proyectos hidroeléctricos de expansión son rentables, Bajo Mina y Gualaca, por parámetros técnicos que lo definen y el Sindigo y Mendre por su entrada oportuna en los años 2010 y 2009. El resto de los

proyectos hidroeléctricos que representan mas del 80% de los proyectos renovables, no son autosuficientes financieramente.

Las centrales de conversión a carbón de BLM y Panapower, que se insertan al mercado en el año 2009 y 2010 respectivamente, al igual que el MMV de 50 MW que entra en el año 2016 resultan autosuficientes. En cambio los tres centrales con base en el carbón importado no satisfacen, los criterios de decisión. Los datos utilizados en esta evaluación financiera se pueden apreciar en el Cuadro N° 13.4.

CUADRO N° 13.4: Autosuficiencia Financiera del Plan Hidrotérmico con Carbón (MHTCB7)

**RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION  
HIDROTERMICO CON CARBON MHTCB7  
(2007-2021)**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2,011	40,500	20,650	21.3%	4
BONYIC	2,011	53,030	-1,771	11.5%	6
BAJO MINA	2,013	63,750	31,934	20.3%	4
EL SINDIGO	2,010	16,900	742	12.9%	6
EL ALTO	2,014	75,000	-6,519	10.7%	8
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	-2,325	11.9%	6
LORENA	2,014	57,880	-8,235	10.1%	6
PRUDENCIA	2,015	91,040	-16,978	9.5%	6
PANDO	2,014	60,000	-7,478	9.71%	8
MONTE LIRIO	2,015	101,000	-28,480	7.5%	10
MENDRE	2,009	35,000	2,730	13.4%	6
PEDREGALITO	2,010	36,000	-2,437	10.8%	7
<b><u>TERMICOS</u></b>					
CARBON 150 -1	2,017	180,750	-20,977	10.1%	8
CARBON 150 -2	2,018	180,750	-26,214	9.7%	8
CARBON 250 -1	2,020	274,000	-26,694	10.5%	8
MMV 50 MW- 1	2,016	40,000	5,779	14.7%	7
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	84,733	22.0%	3
PANAPOWER	2,009	52,533	3,750	14.0%	9

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

**Evaluación de los inversionistas**

En este plan solo el proyecto hidroeléctrico Monte Lirio, que entra a partir del año 2015, no supera los índices de rentabilidad.

Con respecto a las centrales térmicas, el MMW de 50 MW que entra en el año 2016 es rentable, las tres (3) centrales a Carbón de 150 y 250 MW superaron

los indicadores de rentabilidad, gracias al apalancamiento financiero. (Ver Cuadro N°13.5).

### CUADRO N°13.5: Evaluación del Inversionista del Plan Hidrotérmico con Carbón MHTCB7

#### PROYECTOS DE EXPANSION DEL PLAN DE REFERENCIA (2007-2021) RENTABILIDAD DEL INVERSIONISTA

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2011	40,500	32,602	45.2%	2
BONYIC	2011	53,030	12,594	20.6%	4
BAJO MINA	2013	63,750	53,123	45.8%	2
EL SINDIGO	2010	16,900	4,777	24.2%	4
EL ALTO	2014	75,000	11,982	17.5%	4
EL GAVILAN (CHAN-75)	2010	320,000	66,015	19.7%	4
LORENA	2014	57,880	7,961	15.4%	3
PRUDENCIA	2015	91,040	7,015	14.0%	4
PANDO	2014	60,000	5,094	15.6%	5
MONTE LIRIO	2015	101,000	-3,917	10.7%	8
MENDRE	2009	35,000	9,737	27.9%	3
PEDREGALITO	2010	36,000	5,334	20.2%	4
<b><u>TERMICOS</u></b>					
CARBON 150 -1	2017	180,750	14,462	14.5%	7
CARBON 150 -2	2018	180,750	9,218	13.6%	8
CARBON 250	2020	274,000	27,073	14.8%	7
MMV 50 MW- 1	2,016	40,000	12,971	28.3%	3
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	111,423	38.9%	2
PANAPOWER	2,009	52,533	6,690	20.5%	8

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

#### Evaluación a precios económicos

Al igual que el Plan de Expansión Hidrotérmico, en este plan todos los proyectos hidroeléctricos superan los criterios de decisión económicos. Los montos de valor presente económicos van de 8 a 188 millones de dólares, las tasas de retorno fluctúan entre 11 y 34 % y periodos de recuperación del capital aportado de 3 a 8 años, siendo el proyecto mas atractivo Bajo Mina y el de menor atractivo Monte Lirio.

Los proyectos térmicos presentan índices de aceptabilidad económica, con valores presentes netos que van de 28 a 235 millones de dólares, TIR de 14 a 32 % y periodos de recuperación de capital no mayores a ocho años. Para la evaluación económica realizada se utilizaron los datos mostrados en el Cuadro N° 13.6.

## CUADRO N° 13.6: Evaluación a Precios Económicos del Plan Hidrotérmico con Carbón MHTCB7

### PROYECTOS DE EXPANSION DEL PLAN DE REFERENCIA (2007-2021) RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PROYECTO

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA (k \$)	VPNE (k\$)	TIRE	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2,011	40,500	72,581	33.6%	3
BONYIC	2,011	53,030	33,354	17.5%	5
BAJO MINA	2,013	63,750	118,103	33.5%	3
EL SINDIGO	2,010	16,900	10,183	18.9%	5
EL ALTO	2,014	75,000	35,419	15.3%	5
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	188,103	17.3%	5
LORENA	2,014	57,880	28,461	14.3%	3
PRUDENCIA	2,015	91,040	35,712	13.3%	4
PANDO	2,014	60,000	17,190	13.7%	6
MONTE LIRIO	2,015	101,000	8,213	10.5%	8
MENDRE	2,009	35,000	24,228	20.7%	4
PEDREGALITO	2,010	36,000	15,309	16.2%	5
<b><u>TERMICOS</u></b>					
CARBON 150 -1	2,017	180,750	74,171	14.3%	6
CARBON 150 -2	2,018	180,750	63,948	13.5%	7
CARBON 250 -1	2,020	274,000	130,099	14.6%	6
MMV 50 MW- 1	2,016	40,000	39,217	25.1%	4
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	235,615	32.2%	2
PANAPOWER	2,009	52,533	28,395	19.4%	8

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

### 13.1.3 Plan Hidrotérmico MHTGBC7 (GNC por Barcaza y Carbón)

#### Autosuficiencia Financiera

En este plan sólo uno de los proyectos hidroeléctricos de expansión es rentable, en este caso Bajo Mina con una TIR de 13% y un VNA de 1 millón de dólares. El resto de los proyectos hidroeléctricos que representan el 85% de los proyectos no son autosuficientes financieramente.

En el caso de los proyectos térmicos del plan, de los siete (7) nuevos proyectos de expansión solo cuatro (4) presentan valores que superan los criterios de decisión. Es necesario destacar los valores inusuales de rentabilidad presentado por el proyecto que valida este caso, la conversión del Ciclo Combinado de Bahía Las Minas a un ciclo combinado a GNC que solo invierte entre 2.5 y 3 millones de Balboas para una capacidad de 160 MW. Reiteramos que la COPE informó que este monto de inversión incluye la conversión del

equipo de generación, la infraestructura de desembarque y entrega del gas a planta. Para el análisis de la autosuficiencia financiera de las plantas de este plan se utilizaron los valores que se presentan en el Cuadro N° 13.7.

**CUADRO N° 13.7: Autosuficiencia Financiera del Plan Hidrotérmico con GNC por Barcaza y Carbón (MHTGBC7)**

**RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION  
HIDROTERMICO CON GAS/BARCAZA Y CARBON  
(2007-2021)**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2,011	40,500	-9,036	7.8%	10
BONYIC	2,011	53,030	-17,263	6.7%	11
BAJO MINA	2,013	63,750	1,265	12.3%	7
EL SINDIGO	2,010	16,900	-3,387	7.9%	9
EL ALTO	2,014	75,000	-24,325	7.0%	11
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	-110,826	7.1%	11
MENDRE	2,009	35,000	-7,531	7.8%	9
PEDREGALITO	2,010	36,000	-13,399	5.1%	13
<b><u>TERMICOS</u></b>					
CCGN 250-1	2,017	150,000	-10,834	10.9%	8
CCGN 250-2	2,019	150,000	-11,684	10.8%	8
TGGN 100-1	2,014	40,000	4,742	14.4%	6
TGGN 100-2	2,015	40,000	2,717	13.3%	7
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	-8,565	10.8%	6
CCGN BLM 160	2,009	3,000	201,765	2332.1%	1
PANAPOWER	2,009	52,533	1,927	13.0%	10

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

**Evaluación de los inversionistas**

El apalancamiento financiero tiene efecto marginal solamente sobre dos de los proyectos hidroeléctricos, El Sindigo y Mendre, gracias a que inician operaciones al principio del periodo de evaluación, con lo cual se favorecen de los costos marginales mas altos del sistema. En razón a estos costos marginales, los otros proyectos hidroeléctricos no superan los criterios de los inversionistas.

Todos los proyectos termoeléctricos genéricos del plan son rentables de acuerdo a la visual de los inversionistas, los ciclos combinados que utilizan el gas mejoran ostensiblemente, gracias al apalancamiento financiero. Con valores presentes de 18 millones de dólares, tasas de 15% y disminuyendo en un año los costos de recuperación de capital invertido. Con respectó a las turbinas a gas de 100 MW y la central de Pana Power, los indicadores económicos mejoran significativamente.

Indudablemente, la conversión de las unidades 2, 3 y 4 de BLM son solidamente rentables, caso que se ha explicado en el aparte anterior. (Ver Cuadro N° 13.8)

CUADRO N° 13.8. : Evaluación del Inversionista del Plan Hidrotérmico con GNC por Barcaza y Carbón (MHTGBC7)

**PROYECTOS DE EXPANSION  
HIDROTERMICO CON GAS/BARCAZA Y CARBON  
RENTABILIDAD DEL INVERSIONISTA**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
<b>HIDROELECTRICOS</b>					
GUALACA	2011	40,500	-577	11.4%	9
BONYIC	2011	53,030	-3,758	9.5%	10
BAJO MINA	2013	63,750	22,454	25.2%	4
EL SINDIGO	2010	16,900	152	12.4%	7
EL ALTO	2014	75,000	-5,824	9.5%	11
EL GAVILAN (CHAN-75)	2010	320,000	-30,139	9.3%	10
MENDRE	2009	35,000	576	13.0%	5
PEDREGALITO	2010	36,000	-4,453	5.8%	17
<b>TERMICOS</b>					
CCGN 250-1	2,017	150,000	18,872	15.5%	7
CCGN 250-2	2,019	150,000	17,965	15.3%	7
TGGN 100-1	2,014	40,000	13,774	24.7%	3
TGGN 100-2	2,015	40,000	11,220	21.5%	5
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	18,122	17.3%	4
CCGN BLM 160	2,009	3,000	202,874	7634.6%	1
PANAPOWER	2,009	52,533	5,243	18.8%	9

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

### Evaluación a precios económicos

En este plan sólo cinco (5) proyectos hidroeléctricos superan los criterios de decisión, dos proyectos hidroeléctricos no son rentables desde el punto de vista de la sociedad, correspondientes al 15 % de la capacidad hidroeléctrica que se incorpora en el horizonte del plan, considerando los bajos precios del gas transportado por Barcazas.

Dos de los proyectos que no aprueban marginalmente el análisis económico son Bonyic y El Alto. Estos presentan valores de VPN marginalmente negativos y valores de TIRE superiores al 9%. En cambio, el proyecto Pedregalito presenta valores netos económicos muy negativos, una pérdida de casi 7 millones de dólares, una TIR de solo 6.5% y un periodo de recuperación del capital de 12 años.

Todos los proyectos térmicos son rentables y presentan tasas económicas mas que aceptables que fluctúan del 15 al 20%, valores presentes económicos de 29 a 85 millones de dólares y periodos de recuperación no mayores de seis años. Como se ha reiterado anteriormente, el proyecto de conversión a gas de BLM presenta parámetros excepcionales de rendimiento. Los datos utilizados para este análisis se presentan en el Cuadro N° 13.9.

CUADRO N° 13.9: Evaluación a Precios Económicos del Plan Hidrotérmico con GNC por Barcaza y Carbón (MHTGBC7)

**PROYECTOS DE EXPANSION  
HIDROTERMICO CON GAS/BARCAZA Y CARBON  
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PROYECTO**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPNE ( k\$)	TIRE	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2,011	40,500	4,829	11.3%	8
BONYIC	2,011	53,030	-152	9.5%	9
BAJO MINA	2,013	63,750	56,710	20.4%	5
EL SINDIGO	2,010	16,900	1,537	11.0%	8
EL ALTO	2,014	75,000	-958	9.3%	9
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	4,046	9.6%	8
MENDRE	2,009	35,000	3,292	11.2%	7
PEDREGALITO	2,010	36,000	-6,645	6.5%	12
<b><u>TERMICOS</u></b>					
CCGN 250-1	2,017	150,000	85,777	15.5%	6
CCGN 250-2	2,019	150,000	83,782	15.2%	6
TGGN 100-1	2,014	40,000	33,589	22.3%	4
TGGN 100-2	2,015	40,000	29,404	20.2%	5
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	59,101	16.4%	4
CCGN BLM 160	2,009	3,000	400,932	4333.5%	1
PANAPOWER	2,009	52,533	24,570	18.3%	8

#### 13.1.4 Plan Hidrotérmico MHTGDC7 (GN por Gasoducto y Carbón)

##### Autosuficiencia Financiera

Este Plan de Expansión fue modelado con un escenario que considera la operación del gasoducto de Colombia – Panamá a partir de 2012. De todos los proyectos hidroeléctricos incorporados, solamente dos superan los criterios de decisión de autosuficiencia financiera (Gualaca y Bajo Mina). Esto se debe principalmente a que el retorno de la inversión de los proyectos se reduce consecuentemente con los menores costos marginales resultantes del plan.

Los resultados de la evaluación de autosuficiencia financiera de los proyectos del plan de expansión con gas natural vía gasoducto, indican que los otros seis



(6) nuevos proyectos hidroeléctricos que se incorporan al plan no superan los criterios de decisión, por sí mismos. Este grupo lo conforman los proyectos Bonyic, El Alto, El Sindigo, Changuinola I, Mendre y Pedregalito.

El plan de expansión incluye seis (6) proyectos térmicos, que comprenden la conversión a gas del Ciclo Combinado de 158 MW de la Central BLM y tres nuevos ciclos combinados de 250 MW. Firme se encuentran la conversión a carbón de BLM y Pana Power. De todas estas plantas, los ciclos combinados a gas a instalar en el 2014, 2018 y 2020 no son autosuficientes financieramente, con perdidas netas mayores a 30 millones de dólares, tasas de retorno de 8 y 6%, así como con periodos de recuperación de la inversión de hasta 11 años.

Como era de esperar, en todos los planes de expansión en que se incluya la central convertida de BLM a gas se repite la presentación de valores de decisión inusuales, como son las tasas de retorno mayores al 630%. Los datos de autosuficiencia financiera empleados para este análisis se presentan en el Cuadro N° 13.10.

CUADRO N°13.10: Autosuficiencia Financiera del Plan Hidrotérmico con Gasoducto y Carbón (MHTGDC7)

**RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION  
HIDROTERMICO CON GASODUCTO Y CARBON MHTGDC7  
(2007-2021)**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPN (k\$)	TIR	P/R ANOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2,011	40,500	5,849	14.8%	6
BONYIC	2,011	53,030	-13,187	7.9%	10
BAJO MINA	2,013	63,750	2,395	12.6%	7
EL SINDIGO	2,010	16,900	-1,656	9.9%	8
EL ALTO	2,014	75,000	-24,192	7.0%	11
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	-61,080	8.5%	9
MENDRE	2,009	35,000	-3,446	10.0%	8
PEDREGALITO	2,010	36,000	-9,821	6.7%	10
<b><u>TERMICOS</u></b>					
CCGN 250-1	2,014	150,000	-31,965	8.3%	8
CCGN 250-2	2,018	150,000	-49,922	6.3%	11
CCGN 250-3	2,020	150,000	-53,249	6.0%	11
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	20,711	15.1%	4
CCGN BLM 160	2,012	3,000	92,507	654.9%	1
PANAPOWER	2,009	52,533	2,331	13.2%	10

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

## Evaluación de los inversionistas

Sólo los proyectos El Alto, Bonyic y Pedregalito no obtienen resultados favorables en la evaluación. Los otros proyectos hidroeléctricos tienen rendimientos técnicos muy ajustados, con lo cual recuperan marginalmente o con montos suficientes para satisfacer una tasa de descuento de 12%, como se puede observar en el Cuadro N°13.11).

Controversialmente, las centrales genéricas de ciclo combinado con gas natural, al igual que en el anterior análisis de autosuficiencia financiera, no presentan indicadores de rentabilidad aceptables, en razón de que son altas inversiones que entran en los años 2014, 2018 y 2020, cuando el plan presenta los menores costos marginales, los cuales por metodología valorizan los ingresos que permitan recuperar todos los costos.

Siendo el proyecto de generación térmico de Ciclo Combinado de BLM a gas el que presenta valores más altos, debido a lo indicado anteriormente. Como comentario final al plan de expansión basado en un escenario de precio de gas por gasoducto, es necesario destacar que el precio base con el cual se proyectan los precios a través del horizonte de estudio, es mas bajo que el nivel actual del precio de referencia Henry Hub<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> Este es el precio de referencia utilizado para determinar las transacciones físicas y futuras del gas natural en Estados Unidos. Por lo general las transacciones mundiales de gas toman muy en cuenta este precio para fijar los precios locales e internacionales. Con el mismo se determina en todo momento, los precios a boca de pozo del combustible a los que se le agrega los costos de transporte al punto de consumo.

### CUADRO N°13.11: Evaluación de los inversionistas del Plan Hidrotérmico con Gasoducto y Carbón (MHTGDC7)

#### PROYECTOS DE EXPANSION DEL PLAN HIDROTERMICO CON GASODUCTO Y CARBON (2007-2021) RENTABILIDAD DEL INVERSIONISTA

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2011	40,500	14,308	30.4%	3
BONYIC	2011	53,030	-42	12.0%	7
BAJO MINA	2013	63,750	23,584	25.9%	4
EL SINDIGO	2010	16,900	2,091	18.9%	4
EL ALTO	2014	75,000	-5,691	9.6%	10
EL GAVILAN (CHAN-75)	2010	320,000	7,260	12.9%	6
MENDRE	2009	35,000	4,223	20.9%	3
PEDREGALITO	2010	36,000	-1,259	9.9%	8
<b><u>TERMICOS</u></b>					
CCGN 250-1	2,014	150,000	-2,276	11.5%	9
CCGN 250-2	2,018	150,000	-20,218	7.7%	12
CCGN 250-3	2,020	150,000	-23,624	7.1%	13
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	47,404	28.3%	2
CCGN BLM 160	2,012	3,000	93,674	2652.2%	1
PANAPOWER	2,009	52,533	5,569	19.3%	9

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

#### Evaluación a precios económicos

En este análisis la mayor parte de los proyectos hidroeléctricos resultan rentables con la excepción de los proyectos El Alto y Pedregalito. En el caso de estos proyectos, la situación es marginalmente negativa, con un VPNE de menos de un

millón de dólares y TIRE de más de 9.4%, pero con periodos de recuperación de capital de 7 y 8 años.

Los proyectos Gualaca, Bajo Mina, El Sindigo, Changuinola I y Mendre son aceptables con periodos de recuperación del capital invertido promedio de ocho (8) años.

Con respecto a los proyectos térmicos, dos (2) de los cinco (5), los dos primeros ciclos combinados de 250 MW por un pequeño margen no son rentables, específicamente por ser inversiones a finales del periodo de evaluación, por lo cual se reflejan en ingresos de retorno menores, como se puede apreciar en el Cuadro N° 13.12.

## CUADRO N°.13.12: Evaluación a precios económicos del Plan Hidrotérmico con Gasoducto y Carbón (MHTGDC7)

### PROYECTOS DE EXPANSION DEL PLAN HIDROTERMICO CON GASODUCTO Y CARBON (2007-2021) RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PROYECTO

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA ( k \$)	VPNE ( k\$)	TIRE	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2,011	40,500	35,226	23.4%	4
BONYIC	2,011	53,030	6,847	11.3%	7
BAJO MINA	2,013	63,750	58,890	20.8%	5
EL SINDIGO	2,010	16,900	4,819	14.9%	6
EL ALTO	2,014	75,000	-644	9.4%	9
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	57,486	12.2%	7
MENDRE	2,009	35,000	10,979	15.6%	4
PEDREGALITO	2,010	36,000	-21	9.5%	8
<b><u>TERMICOS</u></b>					
CCGN 250-1	2,014	150,000	35,772	12.5%	6
CCGN 250-2	2,018	150,000	-673	9.4%	9
CCGN 250-3	2,020	150,000	-9,137	8.8%	10
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	109,938	23.8%	2
CCGN BLM 160	2,012	3,000	194,251	1378.9%	1
PANAPOWER	2,009	52,533	25,294	18.6%	8

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

### 13.1.5 Plan Hidrotérmico MHTTLA7 (Gas abastecido por Gasoducto, Carbón, Turba y Eólica)

#### Autosuficiencia Financiera

Este plan de expansión es una variante del Plan Hidrotérmico, en donde se combinan todos los lineamientos de la COPE al poner a competir todas las alternativas de generación presentadas en los planes anteriores, como son: carbón importado, gas natural por vía de un gasoducto, la utilización de la turba nacional e introduciendo la novedad de una fuente renovable no tradicional, la entrada en operación de una central eólica en el año 2011, con una potencia instalada de 80 MW.<sup>29</sup>

<sup>29</sup> El potencial eólico esta siendo evaluado, a la fecha se verifica el desarrollo de diversos estudios puntuales en los mejores sitios. A la ASEP se le han solicitado 16 concesiones que representan un potencial máximo de 2000 MW..

Como era de esperar, casi los mismos proyectos hidroeléctricos que no son rentables en los planes que incluyen gas, de barcaza o gasoducto, resultan con valores negativos, a lo que se le adiciona el proyecto eólico de Panamá Green Power, el cual resulto con una TIR de 8%.

La TIR de los proyectos hidroeléctricos promedia el 9 %, con solo dos proyectos que superan la tasa de descuento, los proyectos Gualaca y Bajo Mina con 14 y 13 %, respectivamente. En cuanto al índice de recuperación del capital invertido en los proyectos hidroeléctricos de este plan alternativo, la mayor parte superan los ocho años, varios de ellos con plazos mayores a los diez años, convirtiéndose en proyectos muy pocos atractivos.

Los proyectos térmicos de este caso son mejor favorecidos, cuatro de los seis proyectos térmicos de expansión superan los parámetros de decisión, en cambio la central de 150 MW a gas no cubre los parámetros de decisión. Pero es la central proyectada con Turba la que destaca negativa mente con una TIR de 5.5% , VPN de 111 millones y un periodo largo de recuperación de 12 años.

Como causa de la escasa rentabilidad de muchos de los proyectos de este Caso, se señala los bajos costos marginales del sistema que origina la entrada conjunta del gas, la turba y la fuente eólica, esta ultima con un costo marginal de 0. (Ver cuadro No.13.13).

### CUADRO N°13.13: Autosuficiencia Financiera del Plan Hidrotérmico con todas las alternativas y Eólica (MHTTLA7)

#### RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION HIDROTERMICO CON ALTERNATIVAS VARIAS (2007-2021)

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2,011	40,500	3,390	13.5%	7
BONYIC	2,011	53,030	-16,185	7.2%	11
BAJO MINA	2,013	63,750	781	12.2%	8
EL SINDIGO	2,010	16,900	-2,244	9.3%	9
EL ALTO	2,014	75,000	-23,688	7.5%	11
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	-71,503	8.0%	10
MENDRE	2,009	35,000	-4,418	9.5%	9
PEDREGALITO	2,010	36,000	-11,310	6.2%	12
EOLICO-PANAM GREEN POWER	2,011	118,430	-27,245	7.9%	11
<b><u>TERMICOS</u></b>					
CCGN 250-1	2,017	150,000	-12,421	10.8%	8
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	6,948	12.9%	5
CCGN BLM 160	2,012	3,000	83,932	440.3%	1
TGGN 100 -1	2,020	40,000	5,379	14.5%	7
PANAPOWER	2,009	52,533	1,380	12.7%	10
GENERACION /TURBA	2,014	274,000	-111,948	5.5%	12

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

#### Evaluación de los inversionistas

El análisis financiero del inversionista muestra que solo la mitad de los proyectos hidroeléctricos del Plan son rentables, solo proyectos con los mejores relaciones de inversión/producción superaron los criterios de evaluación como Gualaca, bajo de Mina, el Sindigo y Mendre. Un proyecto de la envergadura de Chan I no pasa marginalmente el examen con un VPN levemente negativo y un periodo de recuperación de nueve años. El proyecto renovable de eólico tampoco supera marginalmente los índices aceptación del inversionista, con VPN de 707 mil dólares y una TIR menor de 12%

Al igual que el Plan anterior con GNC, todos los proyectos térmicos incluidos en el Plan superan los criterios de aceptación financiera, con la excepción de la central con turba. El capital aportado por los inversionistas de los proyectos se recuperan cubriendo la tasa descuento del 12%, aunque la central genérica de Ciclos combinado a gas tiene indicadores 15 %, con un periodo de recuperación de 8 lo cual disminuye su apreciación ante los ojos de los inversionistas.

En cambio la central con base en la turba presenta VPN negativo de 65 millones de dólares, una TIR menor de 6% y un periodo de recuperación del capital aportado de 14 años. Estos parámetros de decisión muy pocos atractivos se originan en los bajos costos marginales que para este proyecto van de 35.03 a 46.38 \$/MWh, del año 2017 al 2021. (Ver cuadro No.13.14).

CUADRO N°13.14: Evaluación de los inversionistas del Plan Hidrotérmico con todas las alternativas y Eólica (MHTTLA7)

**PROYECTOS DE EXPANSION  
DEL PLAN HIDROTERMICO CON ALTERNATIVAS VARIAS (2007-2021)  
RENTABILIDAD DEL INVERSIONISTA**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2011	40,500	11,849	25.1%	3
BONYIC	2011	53,030	-2,312	10.6%	11
BAJO MINA	2013	63,750	21,970	22.9%	5
EL SINDIGO	2010	16,900	1,433	16.2%	4
EL ALTO	2014	75,000	-5,187	10.1%	10
EL GAVILAN (CHAN-75)	2010	320,000	-3,164	11.6%	9
MENDRE	2009	35,000	3,355	18.8%	3
PEDREGALITO	2010	36,000	-2,899	8.2%	16
EOLICO-PANAM GREEN POWER	2011	118,430	-707	11.7%	11
<b><u>TERMICOS</u></b>					
CCGN 250-1	2,017	150,000	17,099	14.8%	8
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	33,640	22.4%	2
CCGN BLM 160	2,012	3,000	85,082	1959.2%	1
TGGN 100 -1	2,020	40,000	14,360	22.7%	5
PANAPOWER	2,009	52,533	4,790	18.0%	9
GENERACION /TURBA	2,014	274,000	-64,866	5.7%	14

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

cios económicos

Todos los proyectos hidroeléctricos pertenecientes a este Plan de Expansión superan el análisis de eficiencia., con la excepción Pedregalito que tiene indicadores de aceptación económicas deficientes, Además, por ser un proyecto de índole renovable se incluye en este sección el proyecto eólico de 80 MW denominado Panam Green Power el cual supera los criterios de decisión, en razón que agrega mayores beneficios para la sociedad que los costos imputables a su implementación

En el caso de Pedregalito, sus resultados son muy bajos por lo cual desde el punto de vista de la sociedad es un proyecto no apto para su desarrollo dentro del horizonte evaluado; a menos que las características propias del proyecto se modifiquen sustancialmente, que de implementarse agregue beneficios para la sociedad.

Los proyecto térmicos de este Caso superan todos el análisis socio-económico, aun el proyecto de la central térmica con turba, el cual mejora ostensiblemente su rentabilidad, debido principalmente a que la utilización del insumo nacional para la generación eléctrica, tiene efectos positivos en otras áreas de la economía nacional como son la actividades de extracción minera y el transporte de carga interno. (Ver cuadro No.13.15)



## CUADRO N°13.15: Evaluación a precios económicos del Plan Hidrotérmico con todas las alternativas y Eólica (MHTTLA7)

### PROYECTOS DE EXPANSION DEL PLAN HIDROTERMICO CON ALTERNATIVAS VARIAS (2007-2021) RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PROYECTO

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPNE ( k\$)	TIRE	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2,011	40,500	31,222	20.5%	5
BONYIC	2,011	53,030	3,236	10.3%	9
BAJO MINA	2,013	63,750	57,835	19.2%	6
EL SINDIGO	2,010	16,900	3,851	13.4%	7
EL ALTO	2,014	75,000	2,230	9.8%	9
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	39,441	11.2%	8
MENDRE	2,009	35,000	9,349	14.4%	5
PEDREGALITO	2,010	36,000	-2,533	8.4%	11
EOLICO-PANAM GREEN POWER	2,011	118,430	8,407	10.6%	10
<b><u>TERMICOS</u></b>					
CCGN 250-1	2,017	150,000	84,819	14.9%	7
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	96,516	19.8%	3
CCGN BLM 160	2,012	3,000	185,589	980.2%	1
TGGN 100 -1	2,020	40,000	34,486	20.7%	5
PANAPOWER	2,009	52,533	23,237	17.6%	8
GENERACION /TURBA	2,014	274,000	45,305	11.2%	9

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

## 13.2 RENTABILIDAD DE LA GENERACIÓN EXISTENTE

La determinación de rentabilidad de las generadoras existentes se soporta sobre los mismos herramientas, supuestos, metodología general y criterios de evaluación utilizados para obtener la rentabilidad de los proyectos de expansión que se contemplan en los casos estudiados.

Dadas las características propias de las inversiones hidroeléctricas, especialmente a los montos de las inversiones y sus posicionamientos de merito en los despachos de generación, no se prevé el cierre de operaciones de alguna generadora por falta de rentabilidad. Por consiguiente, es razonable que el análisis de rentabilidad de la generación existente se circunscriba a las plantas térmicas en operación.

De acuerdo a la teoría económica el cierre de operaciones de una empresa es el punto conocido como “*cero ganancias*”, donde gráficamente se intersecta el costo marginal

con ingreso marginal y se cubre apenas el costo variable medio mínimo. Por consiguiente en la operación debajo de este punto el costo de oportunidad del capital invertido no estaría cubierto por los ingresos. Razonablemente, en el largo plazo, se retiraría el capital, en busca de una mejor oportunidad de negocios.

La decisión en continuar operando o cesar las operaciones, corresponde a los costos e ingresos futuros pronosticados. En el caso de empresas de generación eléctrica son los ingresos por generación y potencia, versus los costos operativos y los costos fijos evitables. Cualquier otro costo que tengan las generadoras y que no tengan que ver con la generación eléctrica no son pertinentes.

El valor en instalaciones y equipos de la empresa es un “costo hundido”, debido a que ya ha sido incurrido, por lo cual desde el punto de vista de la evaluación de proyectos, no es una consideración pertinente aunque, el monto comercial de los bienes y raíces de las instalaciones de generación, al igual que el valor de desecho pueden ser montos interesantes para los accionistas de la empresa al momento de su liquidación, no son items pertinentes para esta medición de rentabilidad.

## RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN

Al igual que la evaluación de los proyectos de expansión, los resultados y comentarios del análisis de rentabilidad de la operación de los actuales generadores, se realizaron en tres etapas: la sustentabilidad de la operación, el palanqueo financiero y el impacto socio-económico de la operación.

Se evaluaron la rentabilidad de los generadores térmicos en cada uno de los diferentes escenarios planteados por la COPE. A partir de 2010, las unidades BLM2, BLM3 y BLM4 conforman parte de la reconversión de la central de Vapor que utilizara carbón, analizado como un proyecto de expansión.

Los resultados de la evaluación indican que todos los proyectos térmicos en operación tienen flujos de fondos positivos a lo largo del periodo de referencia, en cualquiera de los tres enfoques analizados, destacándose el enfoque socio económico con altos valores. Ver cuadros por tipo de enfoque.

Los flujos netos correspondientes a los diferentes generadores existentes no muestran ningún año con flujo negativo, aún en los años en que el despacho simulado por merito no los llame a generar, ya que el supuesto utilizado es que las centrales generadoras están contratadas por la potencia disponible. Por consiguiente, el flujo es positivo, no dándose señales que indiquen un adelanto del retiro de unidades.

**CUADRO N° 13.6: Autosuficiencia de los Proyectos Térmicos Existentes**

Planta	VPN DE CASOS (PLANES)				
	MHT7	MHTCB7	MHTGBC7	MHTGDC7	MHTTLAC7
	EN MILES \$				
COPESA	19,993	20,267	20,056	20,491	19,198
CCBLM	69,473	71,074	8,455	41,515	39,347
EGESA	13,057	13,188	13,470	11,606	12,680
PANAM (WARTSILA)	98,311	99,772	65,235	79,613	74,954
PEDREGAL POWER	75,799	76,169	50,416	60,595	56,958

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

**CUADRO N° 13.7: Evaluación Financiera de los Proyectos Térmicos Existentes**

Planta	VPN DE CASOS (PLANES)				
	MHT7	MHTCB7	MHTGBC7	MHTGDC7	MHTTLAC7
	EN MILES \$				
COPESA	20,024	20,301	20,083	20,513	19,241
CCBLM	70,620	72,211	8,246	38,438	36,280
EGESA	13,063	13,194	13,476	11,611	12,688
PANAM (WARTSILA)	99,192	100,652	66,129	80,507	75,841
PEDREGAL POWER	76,225	76,596	50,845	61,023	57,385

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

**CUADRO N° 13.8: Evaluación Económica de los Proyectos Térmicos Existentes**

Planta	VPN DE CASOS (PLANES)				
	MHT7	MHTCB7	MHTGBC7	MHTGDC7	MHTTLAC7
	EN MILES \$				
COPESA	40,086	40,683	39,734	40,653	38,282
CCBLM	157,700	160,984	26,954	91,335	86,659
EGESA	25,941	26,209	26,618	23,201	25,119
PANAM (WARTSILA)	213,124	215,998	143,904	172,287	162,600
PEDREGAL POWER	157,675	157,928	104,528	124,418	116,861

**13.3 RESULTADOS Y COMENTARIOS FINALES**

De los resultados específicos obtenidos, se puede concluir lo siguiente:

- a) Desde el punto vista de la autosuficiencia financiera de los proyectos, en ninguno de los cinco (5) casos evaluados, la totalidad de los proyectos incluidos se financian a si mismos. Esto apunta a la necesidad de un

apalancamiento financiero para lograr la implementación exitosa de todos los proyectos que conforman los casos evaluados.

- b) Con base en criterios netamente financieros, en los cuales se basa la decisión de los inversionistas, únicamente los casos que no incluyen gas natural en cualquiera de sus formas (GNC y GN vía Gasoducto), la totalidad de los proyectos son rentables. (MHT7 y MHTCB7)

Los planes basados en escenarios con gas presentan costos marginales bajos a lo largo del horizonte de estudio, que no producen para algunos proyectos los retornos mínimos requeridos. Por consiguiente, se deduce que costos marginales bajos no satisfacen los requerimientos de los inversionistas, con lo cual muchos proyectos resultan no rentables desde el punto de vista de los promotores.

En general, se demuestra que las rentabilidades de los proyectos analizados, dependen directamente del horizonte de costos marginales que enfrentarán en sus primeros años de operación.

- c) Cuando el carbón compite con el gas, sea GNC por barcaza o GN por gasoducto, las opciones de generación con base en el carbón no tienen entrada, dado el diferencial de precios de los combustibles y el alto monto de las inversiones requeridas para su explotación. Por consiguiente, la utilización acertada de las relaciones de precio de los combustibles en tiempo y lugar, “validará o no” las conclusiones de esta evaluación.
- d) Desde el punto de vista de la sociedad, casi todos los proyectos hidroeléctricos de expansión son rentables en los planes, con la excepción del Proyecto Hidroeléctrico Pedregalito, el cual no soporta costos marginales bajos del sistema, por lo que requerirá de modificaciones del propio proyecto con el fin de lograr alcanzar los criterios de decisión requeridos en presencia del gas.

Con respecto a los proyectos térmicos, el caso con gas vía gasoducto no favorece la totalidad de los proyectos. Los ciclos combinados que entran a operar en los años 2018 y 2020 no recuperan la totalidad de los insumos invertidos desde el punto de vista social. Razón por la cual el caso con gasoducto no supera el análisis social.

- e) Con respecto al Caso MTTLA7, la inserción de la fuente energética turba, verifica la bondad de la misma desde el punto de vista de la sociedad, al disminuir los costos marginales del sistema y por sus efectos en otras actividades económicas nacionales como la extracción minera, el transporte marítimo nacional y sus efectos colaterales en una región geográfica de menor desarrollo. Pero controversialmente la misma reducción de costos marginales, afecta la rentabilidad de la misma central térmica con base en

la turba, así como de otros proyectos hidroeléctricos por la magnitud de su inversión, dificultando la recuperación del capital de riesgo.

- f) También es necesario destacar que el análisis económico realizado, ha omitido la inclusión del concepto de “*externalidades económicas*” de los proyectos candidatizados, ya sean positivas o negativas. La medición o valorización de impactos no tangibles o no transados comercialmente, como la contaminación o pureza ambiental, la soberanía o seguridad energética, son algunos de los temas que no fueron considerados en el análisis.

En especial, no se valorizó la ventaja comparativa ambiental que tiene la utilización del gas sobre el carbón, al igual que la utilización de una fuente renovable no tradicional como la eólica sobre la otras fuentes. Mecanismos, que a lo interno de los planes actualmente evaluados pueden presentar aristas interesantes.<sup>30</sup>

En suma, los proyectos solo fueron analizados sobre su impacto en el consumo o en su defecto la liberación de recursos – insumos, materias primas y factores de producción – en la inversión y operación, a través de la utilización de los precios cuenta<sup>31</sup>.

- g) Es de destacar, la inclusión de la eólica, fuente renovable no tradicional, en un caso de evaluación, el MTTLA7. De este caso, se colige una primera deducción, que bajo la metodología de análisis utilizada para evaluar los proyectos hidrotérmicos, la generación eólica es viable y competitiva,

Aparentemente, esta fuente puede competir con las otras opciones de generación, en las condiciones de mercado actuales, aún sin que reciba “*un empujón*”, reflejado en incentivos especiales y específicos, adicionales a las que actualmente reciben las otras fuentes “*convencionales*”.

- h) Con respecto a la generación existente, el análisis de rentabilidad efectuado no da señales que indiquen un adelanto en el retiro de las unidades térmicas, con poca generación durante le periodo de referencia.

---

<sup>30</sup> En otros sistemas eléctricos, por consenso se premian o se penan estas diferencias.

<sup>31</sup> Es el término que se utiliza para referirse a la medición o asignación de valor a los impactos.

### 13.3 ACTUALIZACION DEL PLAN HIDROTERMICO MHT7H

Ajuste al Caso de Demanda Media Hidrotérmico, derivado de la nueva contratación de energía eléctrica, como consecuencia del acto de libre competencia ejecutado en el mes de junio del presente año aunado al cambio oficial de inicio de operaciones de la central hidroeléctrica Chan I.

- Autosuficiencia Financiera

Los resultados de esta evaluación indican que sólo unos pocos de los nuevos proyectos hidroeléctricos superan la tasa referencial de recuperación de activos, del 12%, por sí mismos.

Este grupo lo conforman los proyectos Gualaca, Bonyic, Bajo Mina, El Síndigo, y El Alto, dadas las características de los proyectos. En cambio proyectos como Chan I, Lorena y Prudencia, por tener los montos de inversión a recuperar más altos dentro de los proyectos seleccionados por el SUPER, no superan los criterios de decisión.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) de los proyectos hidroeléctricos va de 10% a más del 20%. En cuanto al índice de recuperación del capital invertido en los proyectos hidroeléctricos de este plan actualizado, no superan los nueve años, lo cual en la práctica son marginalmente aceptable para proyectos con una vida útil entre 40 y 50 años.

Como parte del plan firme, que se incorporaron en todos los planes, se incluye para el 2010 la conversión a carbón de la operación de parte de la central de Bahía Las Minas. Este proyecto se considera como una nueva central eléctrica, única central térmica del plan actualizado, rentable por si misma.

El Caso MHT7H, además de los nuevos proyectos contratantes, incluyen cuatro (4) proyectos térmicos de motores de media velocidad (MMV) de 100 MW cada uno, que entran en operación desde el año 2017 al 2021, no siendo ninguno autosuficientes financieramente, presentando condiciones no favorables, en razón del nivel de costos marginales del plan. Con respecto al Caso MHT7, los indicadores resultantes de la actualización de todos los proyectos tienden a valores inferiores de rentabilidad.

## CUADRO N°. 13 .9: Autosuficiencia Financiera del Plan Hidrotérmico Actualizado MHT7H

### RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION HIDROTERMICO CONVENCIONAL ACTUALIZADO MHT7H (2007-2021)

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2,014	40,500	21,818	19.7%	5
BONYIC	2,016	53,030	-1,702	11.5%	8
BAJO MINA	2,015	63,750	38,255	20.7%	5
EL SINDIGO	2,011	16,900	1,202	13.1%	7
EL ALTO	2,017	75,000	1,558	12.3%	7
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,011	320,000	-745	12.0%	7
LORENA	2,015	57,880	-3,672	11.2%	6
PRUDENCIA	2,016	91,040	-8,475	10.8%	6
PANDO	2,019	60,000	-2,879	11.19%	8
MONTE LIRIO	2,019	101,000	-19,266	9.2%	9
MENDRE	2,012	35,000	-1,933	11.1%	8
PEDREGALITO	2,013	36,000	-4,709	9.9%	9
<b><u>TERMICOS</u></b>					
MMV 100 MW-1	2,017	80,000	-7,131	10.5%	9
MMV 100 MW-2	2,018	80,000	-8,710	10.2%	9
MMV 100 MW-3	2,020	80,000	-10,381	15.1%	9
MMV 100 MW-4	2,021	80,000	-10,325	9.9%	9
T ATLANTICO 116 MW	2,008	65,000	-5,387	10.4%	8
T CARIBE - MMV 50 MW	2,009	50,000	-17,800	5.2%	11
T BALBOA - MMV 87 MW	2,008	80,000	-14,913	8.5%	8
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	68,015	19.0%	4

En los anexos pertinentes se presentan los resultados por Proyecto.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007

### Evaluación del Inversionista

El análisis financiero de los inversionistas muestra que todos los proyectos hidroeléctricos incluidos en el plan actualizado superan los criterios de aceptación financiera.

El capital aportado por los inversionistas de los proyectos que superan los criterios de aceptación tienen una tasa de retorno que alcanza en un caso valores de rentabilidades mayores de 43% como es el proyecto Bajo Mina. En estos proyectos hidroeléctricos, el período de recuperación del capital aportado por los promotores resulta ser de dos a siete años.

En cuanto a los proyectos térmicos, las dos centrales entrantes en el periodo firme o de corto plazo, no cumplen con las expectativas de los inversionistas, los motores de 100 MW a entrar en los años 2017- 2021, presentan tasas de retorno de hasta 15%, pero periodos de recuperación de 10 años para centrales con vida útil de 20 años. Los valores calculados y empleados para realizar el análisis de la rentabilidad de los inversionistas se muestran en el Cuadro N°.13.17.

CUADRO N°. 13.10. : Evaluación del Inversionista del Plan Hidrotérmico Actualizado MHT7H

**PROYECTOS DE EXPANSION  
DEL PLAN DE REFERENCIA (2007-2021)  
RENTABILIDAD DEL INVERSIONISTA**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN ANO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R ANOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2014	40,500	27,939	37.8%	3
BONYIC	2016	53,030	11,381	18.4%	5
BAJO MINA	2015	63,750	59,444	43.0%	2
EL SINDIGO	2011	16,900	5,148	23.4%	4
EL ALTO	2017	75,000	20,059	19.8%	5
EL GAVILAN (CHAN-75)	2011	320,000	63,578	18.5%	5
LORENA	2015	57,880	11,583	16.5%	4
PRUDENCIA	2016	91,040	15,518	15.8%	4
PANDO	2019	60,000	9,693	17.8%	5
MONTE LIRIO	2019	101,000	5,297	13.6%	7
MENDRE	2012	35,000	6,243	18.6%	5
PEDREGALITO	2013	36,000	3,702	15.8%	6
<b><u>TERMICOS</u></b>					
MMV 100 MW-1	2017	80,000	7,344	15.1%	10
MMV 100 MW-2	2018	80,000	4,591	14.3%	10
MMV 100 MW-3	2020	80,000	4,086	13.6%	11
MMV 100 MW-4	2021	80,000	3,295	13.6%	11
T ATLANTICO 116 MW	2008	65,000	830	12.4%	9
T CARIBE - MMV 50 MW	2009	50,000	-8,121	5.7%	14
T BALBOA - MMV 87 MW	2008	80,000	-344	11.8%	8
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	94,710	30.9%	3

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2007



### 13.3.1 Evaluación a precios económicos

Todos los proyectos pertenecientes a este Plan de Generación, presentan valores aceptables para los criterios de decisión económica, en razón que agregan un aumento de consumo de un bien necesario al desarrollo de la sociedad y sus impactos negativos son superados ampliamente por el valor económico de los beneficios. El Valor Presente Neto Económico (VPNE), va de 3 a más de 214 millones. La Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) de estos proyectos superan ampliamente la tasa de descuento económico de 9.5%.

Aún, los proyectos térmicos conformados por unidades de Motores de Media Velocidad que fueron castigados económicamente con recargos del monto de las divisas, al insumir combustibles importados, dan valores positivos para los criterios de decisión. Controversialmente son los nuevos proyectos de la actualización, los que presentan los indicadores menos favorables. Los valores utilizados para esta evaluación se pueden apreciar en el Cuadro N°.13.18.

CUADRO N°. 13.11: Evaluación a precios económicos del Plan Hidrotérmico Actualizado MHT7H

**PROYECTOS DE EXPANSION  
DEL PLAN DE REFERENCIA (2007-2021)  
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PROYECTO**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPNE ( k\$)	TIRE	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2,014	40,500	66,069	29.5%	3
BONYIC	2,016	53,030	32,952	16.3%	6
BAJO MINA	2,015	63,750	134,471	32.5%	3
EL SINDIGO	2,011	16,900	12,406	18.7%	5
EL ALTO	2,017	75,000	54,579	17.3%	5
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,011	320,000	200,117	16.9%	5
LORENA	2,015	57,880	40,181	15.5%	4
PRUDENCIA	2,016	91,040	56,839	14.9%	4
PANDO	2,019	60,000	28,402	15.5%	6
MONTE LIRIO	2,019	101,000	29,880	12.7%	7
MENDRE	2,012	35,000	16,570	15.5%	6
PEDREGALITO	2,013	36,000	12,115	13.9%	7
<b><u>TERMICOS</u></b>					
MMV 100 MW-1	2,017	80,000	44,850	16.5%	7
MMV 100 MW-2	2,018	80,000	33,970	15.7%	7
MMV 100 MW-3	2,020	80,000	37,439	15.1%	7
MMV 100 MW-4	2,021	80,000	37,989	15.2%	7
T ATLANTICO 116 MW	2,008	65,000	23,353	13.8%	7
T CARIBE - MMV 50 MW	2,009	50,000	3,573	10.5%	8
T BALBOA - MMV 87 MW	2,008	80,000	30,667	14.8%	6
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	214,248	26.9%	3

### 13.4 EVALUACION DEL CASO REGIONAL

En consideración a los resultados de las simulaciones con Centroamérica, a partir de la operación de Siepac, que muestran intercambios interesantes para el desarrollo de la expansión del parque generador de Panamá, se hizo necesario evaluar la rentabilidad de los proyectos nacionales que participan en los casos regionales.

El análisis de rentabilidad de los proyectos se realizara con el plan de expansión convencional regional MHT7R, dado que el caso regional con gas transportado por barcaza resulta en costos marginales muy bajos que no se adecuan a la dinámica del mercado.

El caso regional convencional optimiza los sistemas nacionales por separado, en consecuencia el diferencial de costos marginales determina los posibles intercambios, que permiten las restricciones de las líneas de interconexión. La interacción de los sistemas centroamericanos con el parque generador de Panamá, resulta en disminuciones significativas de los precios marginales en todo el periodo analizado

Cuadro N° 13.12 COSTOS MARGINALES

AÑO	COSTO MARGINAL (\$/MWh)	
	MHT7H	MHT7R
2007	128.02	100.75
2008	126.81	101.46
2009	99.12	86.51
2010	86.52	69.40
2011	71.48	67.46
2012	69.69	69.29
2013	67.95	65.71
2014	69.46	67.28
2015	72.70	69.97
2016	69.79	64.15
2017	65.45	.....
2018	64.80	.....
2019	67.31	.....
2020	65.97	.....
2021	67.27	.....
PROME 2007-21	79.49	76.20
PROME 2007-10	110.12	89.53
PROME 2007-14	89.88	78.48
PROME 2011-14	69.64	67.43
PROME 2015-21	67.61	67.06

Los costos marginales del sistema nacional del periodo 2007- 2010, de corto plazo o inmediato son afectados directamente por la entrada de los proyectos termoeléctricos requeridos para cubrir la demanda. En cambio en el intercambio coordinado realiza el despacho del periodo por medio de la importación de energía de Centroamérica, basada en equipos con menores costos marginales.

Al igual que en el despacho aislado MHT7H, la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas de proyectos como Chan I en 2011, Mendre en el 2012, Pedregalito en el 2013, Gualaca en el 2014, y las otras centrales hidroeléctricas previstas entre 2014 y el 2016, resultan en la disminución de los precios marginales.

En resumen, el efecto de los costos marginales del caso regional conlleva a intercambios energía en donde se muestra que el periodo analizado del 2007 al 2016 se dividen en dos etapas bien definidas, el primero que va de 2007 al 2010, previo a la entrada en operación de la central hidroeléctrica Chan I, el sistema eléctrico nacional importa energía. En cambio en el segundo periodo que va de 2011 al 2012, el sistema de Panamá se convierte en exportador neto de energía eléctrica.

A continuación se presenta la evaluación de los proyectos de expansión, de acuerdo a la metodología aplicada en este Plan, en la cual se considera la rentabilidad de los proyectos de acuerdo a la inserción en un despacho económico para todo el sistema en un horizonte definido y no atendiendo las posibilidades empresariales de cada proyecto en transacciones de mercado.

#### Autosuficiencia Financiera

Con los costos marginales resultantes del caso regional la mayoría de los proyectos hidroeléctricos no cumplen con los requerimientos de aceptación, solo Gualaca, Bajo Mina y El Sindigo superan la tasa de rendimiento de 12%. Con respecto a los proyectos térmicos entrantes, ninguno es autosuficiente de acuerdo a la metodología de evaluación aplicada. Aun la reconversión de la central BLM a carbón es afectada directamente por el valor de costos marginales alcanzados por el caso regional, los cuales son un 20% menor al caso aislado de referencia.

## CUADRO N°. 13 .13: Autosuficiencia Financiera del Caso Hidrotérmico Convencional Regional MHT7R

### RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION HIDROTERMICO CONVENCIONAL REGIONAL MHT7R

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2,014	40,500	16,415	17.8%	5
BONYIC	2,016	53,030	-4,233	10.9%	8
BAJO MINA	2,015	63,750	34,888	19.9%	5
EL SINDIGO	2,011	16,900	462	12.4%	7
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,011	320,000	-14,247	11.3%	7
LORENA	2,015	57,880	-8,311	10.2%	6
PRUDENCIA	2,016	91,040	-13,601	10.1%	6
MENDRE	2,012	35,000	-3,354	10.5%	8
PEDREGALITO	2,013	36,000	-5,312	9.7%	9
<b><u>TERMICOS</u></b>					
T ATLANTICO 116 MW	2,008	65,000	-12,576	8.5%	9
T CARIBE - MMV 50 MW	2,009	50,000	-24,057	3.4%	14
T BALBOA - MMV 87 MW	2,008	80,000	-28,072	5.9%	11
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	-7,819	11.1%	7

#### Evaluación del Inversionista

El aporte del financiamiento a los proyectos de expansión incluidos en el caso regional es primordial en la rentabilidad de los accionistas de los proyectos hidroeléctricos participantes, ya que la tasa interna de retorno fluctúa entre 15 al 41%. Valores presentes netos de 3 a 56 millones de dólares.

Consecuente con la disminución de los costos marginales, los proyectos termoeléctricos de expansión no consiguen alcanzar los parámetros de rentabilidad para los accionistas. El flujo de retorno derivado de la valoración a costos marginales de los despachos de estas centrales, con la excepción de la reconversión a carbón de la central termoeléctrica de Bahía Las Minas, no son suficientes.

## CUADRO N°. 13.14. : Evaluación del Inversionista del Caso Hidrotérmico Convencional Regional MHT7R

**PROYECTOS DE EXPANSION  
DEL CASO REGIONAL HIDROTERMICO  
RENTABILIDAD DEL INVERSIONISTA**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2014	40,500	23,115	33.5%	3
BONYIC	2016	53,030	8,850	17.0%	6
BAJO MINA	2015	63,750	56,077	41.1%	3
EL SINDIGO	2011	16,900	4,408	21.8%	5
EL GAVILAN (CHAN-75)	2011	320,000	50,076	17.1%	5
LORENA	2015	57,880	6,944	14.7%	4
PRUDENCIA	2016	91,040	10,392	14.6%	4
MENDRE	2012	35,000	4,822	17.1%	6
PEDREGALITO	2013	36,000	3,099	15.1%	7
<b><u>TERMICOS</u></b>					
T ATLANTICO 116 MW	2008	65,000	-6,874	9.0%	12
T CARIBE - MMV 50 MW	2009	50,000	-15,181	2.4%	17
T BALBOA - MMV 87 MW	2008	80,000	-14,264	6.5%	13
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	19,064	16.0%	6

### Evaluación a precios económicos

Desde el punto de vista de la sociedad todos los proyectos nacionales incluidos en el caso regional son rentables con la excepción de la Termoeléctrica del Caribe la cual tiene una TIRE de solo 7.4% , un valor presente neto negativo y un periodo de recuperación de 11 años. Esto solo puede ser explicado dado los montos de inversión unitarios de esta central frente a despachos insuficientes, lo cual no permite flujo de repago requerido para determinar una rentabilidad aceptable. Hay que hacer notar que esta central tiene contratos comerciales con un horizonte de mediano plazo que definen su operación de mercado, que no tiene nada que ver con el despacho óptimo de la energía al sistema.

**CUADRO N°. 13.15: Evaluación a precios económicos del Caso Hidrotérmico  
Convencional Regional MHT7R**

**PROYECTOS DE EXPANSION  
DEL CASO REGIONAL HIDROTERMICO  
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PROYECTO**

<b>PROYECTOS</b>	<b>EN OPERACIÓN AÑO</b>	<b>INVERSION DIRECTA ( k \$)</b>	<b>VPNE ( k\$)</b>	<b>TIRE</b>	<b>P/R AÑOS</b>
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
GUALACA	2,014	40,500	55,814	26.6%	4
BONYIC	2,016	53,030	27,529	15.2%	6
BAJO MINA	2,015	63,750	127,551	31.3%	3
EL SINDIGO	2,011	16,900	10,891	17.7%	6
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,011	320,000	171,228	15.9%	6
LORENA	2,015	57,880	29,690	14.1%	4
PRUDENCIA	2,016	91,040	45,153	13.9%	4
MENDRE	2,012	35,000	13,572	14.5%	7
PEDREGALITO	2,013	36,000	11,087	13.4%	7
<b><u>TERMICOS</u></b>					
T ATLANTICO 116 MW	2,008	65,000	7,806	10.9%	8
T CARIBE - MMV 50 MW	2,009	50,000	-8,249	7.4%	11
T BALBOA - MMV 87 MW	2,008	80,000	6,793	10.6%	8
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	72,649	15.9%	6

## Capítulo 14: Conclusiones

**15.1** El Plan Hidrotérmico MHT7, que se basa en recursos naturales locales, incluye un porcentaje alto de proyectos hidroeléctricos (44% de la capacidad total nueva). Presenta, adicionalmente, menor riesgo que el Plan a Gas con gasoducto (MHTGDC7), ante la ausencia de dicho combustible.

El Plan con Gas Natural Comprimido transportado en barcaza (MBHGBC7) tiene los más bajos costos totales y marginales a largo plazo. Sin embargo, los precios que asume para el gas son inferiores a los observados a nivel internacional. Se basa en el uso de gas comprimido transportado por barcas, tecnología relativamente nueva con la cual se tiene poca experiencia a nivel internacional. Los precios de este gas parecen poco realistas, particularmente dada la actual situación de precios altos del crudo, que generalmente se toma como referencia para establecer precios del gas, situación que no parece ser coyuntural sino mas bien estructural.

**15.2** La situación de reserva del sistema eléctrico nacional es precaria en el corto plazo, 2007-2009. Es imperativo que los proyectos hidroeléctricos que se asume se incorporan en el período a partir del año 2010 efectivamente empiecen a funcionar en las fechas previstas. De lo contrario, el país se aboca al riesgo de cortes de energía y costos marginales muy altos, lo que se traduciría en tarifas elevadas. En efecto, en los años 2008 y 2009 la confiabilidad del sistema está muy comprometida y los costos marginales asumen valores muy elevados.

En todas las simulaciones hechas se observa que los costos marginales decrecen a valores razonables únicamente a partir de 2010, luego de la entrada en operación de Changuinola I.

**15.3** Para el Plan a Gas Natural, no se alcanza en el horizonte del estudio un consumo que justifique la construcción de un gasoducto desde Colombia. Este volumen de consumo no se logra hasta el año 2018 (Caso MHTGD7).

**15.4** Se considera el carbón como una alternativa interesante, particularmente en caso de que el gas no esté disponible. Esto en razón de la cercanía de carbón abundante, de buena calidad y con precios relativamente estables, como lo es el carbón de Colombia. Plantas a carbón no pueden competir con plantas a gas cuando este energético está disponible. Sin embargo, en ausencia de gas, proporcionan una buena solución, ya que se observa que el plan a carbón tiene costos totales inferiores al plan convencional.

**15.5** Como existen en Panamá recursos energéticos locales de uso no tradicional con posibilidades de explotación, como la turba, y el potencial eólico, se decidió implementar un caso especial, en el cual se combinan estas tecnologías con las fuentes tradicionales hidro-térmicas en el caso MHTTLA7.

El lineamiento de la COPE fue poner a competir todas las alternativas de generación presentadas en los planes anteriores, con la inclusión de un proyecto térmico con turba y un posible proyecto eólico de 80 MW en desarrollo.

**15.6** Las rentabilidades del inversionista de la totalidad los proyectos hidroeléctricos y térmicos son aceptables para los Casos Hidrotérmico (MHT7) e Hidrotérmico con Carbón (MHTCB7). En cambio, para los casos en que participa el gas natural en su calidad comprimida o por gasoducto varios proyectos hidroeléctricos no son rentables. Para el caso MHTGBC7 con Gas/Barcaza, los proyectos Bonyic, el Alto, Changuinola I y Pedregalito no son rentables. Para el caso con gas vía gasoducto (MHTGDC7), los proyectos El Alto y Pedregalito no son rentables, agregado a que los proyectos térmicos como son los ciclos combinados a gas 1, 2 y 3 tampoco logran los parámetros de aceptación. En el caso MHTTLA7 más de la mitad de lo proyecto hidroeléctricos no son rentables, dados los bajos costos marginales del sistema que origina la combinación de gas, turba, y la fuente eólica. El proyecto de la turba presenta índices de aceptación financiera poco atractivos, consecuentes con costos marginales que van de 35.03 \$/MWh a 46.38 \$/MWh, en el periodo del 2017 al 2021. Es importante hacer notar que el análisis utiliza las hipótesis de costos y periodos de desarrollo de los proyectos hidroeléctricos proporcionado por sus promotores. Estos costos y tiempos de implementación pueden variar si cambian los esquemas de desarrollo y/o las dimensiones de los proyectos, con lo cual también variarían sus rentabilidades esperadas.

**15.7** El análisis de rentabilidad a los generadores existentes no muestra ningún año con flujo negativo, aún en los años en que el despacho simulado por merito no los llame a generar, ya que al compensar a estas centrales generadoras por la potencia disponible, el flujo es positivo. Por consiguiente no se dan señales que indiquen un adelanto del retiro de unidades.

**15.8** Se efectuó un estudio de intercambios con los países centroamericanos, haciendo uso de las interconexiones existentes y planificadas para entrar en operación a corto plazo (proyecto SIEPAC). Se consideró para cada uno de los países el plan de expansión nominal más reciente. Para Panamá se modelaron los planes de expansión Hidrotérmico e Hidrotérmico con Gas Natural Comprimido transportado por barcaza. Se observa en cada caso que mejora la confiabilidad del sistema de Panamá en los años "críticos" (2007 al 2009) y que se reducen los costos marginales. Panamá importa de los demás países entre los años 2007 al 2009 e igualmente en el plan con gas. Se convierte en exportador neto en ambos planes luego del 2010. Las exportaciones son mayores y las importaciones menores cuando el gas está disponible.



Cabe anotar que existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de varios de los otros países centroamericanos. En todo caso, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, que le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y le permite exportar excedentes. El análisis se hizo con el programa SDDP en modo “coordinado”, que no supone una operación integrada de los países interconectados, sino un despacho basado en precios de oportunidad, en faltantes o excedentes de los países interconectados y que toma en cuenta la capacidad de transferencia de las líneas de interconexión.

# TOMO III PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

## Capítulo 1: Resumen Ejecutivo

### 1.1 OBJETIVO

De acuerdo con lo establecido en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, a ETESA le corresponde elaborar el Plan de Expansión, de acuerdo a los criterios y políticas establecidas por la Comisión de Política Energética. Igualmente, de acuerdo al Capítulo V del Reglamento de Transmisión establecido por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Eléctrico para un horizonte de corto y largo plazo.

En respuesta a lo anterior, en éste documento se presenta el resultado del Plan de Expansión de Transmisión. El Plan del Sistema de Transmisión evita las congestiones actuales y futuras, a la vez permite minimizar el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define el programa de inversiones necesarias en transmisión y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el “Reglamento de Transmisión” de la ASEP.

Específicamente el estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2007 - 2016 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Las instalaciones propuestas comprenden: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

### 1.2 INFORMACIÓN UTILIZADA

Para elaborar el estudio se utilizaron las proyecciones de demanda elaboradas por ETESA y presentadas en el informe de Estudios Básicos, entregado a la ASEP en enero de 2007. La distribución de cargas por barra se realizó en base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2006.

Para el período 2007 – 2010 se incluyeron los proyectos de generación que actualmente se consideran los que tienen mayor certeza de entrada en operación, tales como Paso Ancho Concepción, Algarrobos y Changuinola 75.

Para el horizonte 2011 – 2016 se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en abril de 2007.

Para la expansión de la transmisión se utilizan como referencia los proyectos propuestos en el plan de expansión vigente, el cual es el Plan de Expansión del 2006, aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No. 372-Elec del 30 de octubre de 2006 y los que ETESA ha identificado como prioritarios.

Se modela el sistema eléctrico con un total de 100 barras, 142 líneas, 51 transformadores de dos devanados, 7 transformadores de tres devanados y todo el parque de generación incluyendo unidades de capacidad superior a 10 MW conectadas al Sistema Principal de Transmisión. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación.

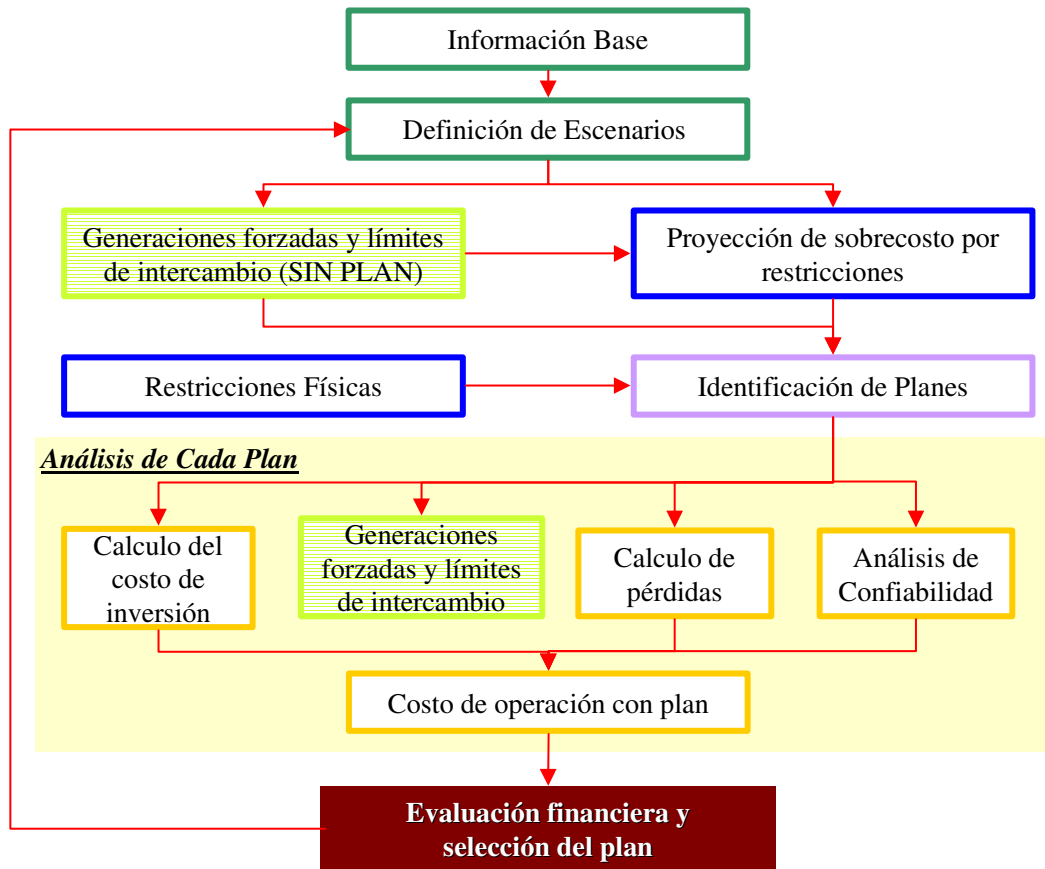
En el modelo de red se incluyen todas las barras de 230, 115 KV, 44 KV y las barras de 34.5 KV de las principales subestaciones de ETESA en el interior del país: Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance y Progreso.

La información de detalle para el modelo de confiabilidad tuvo como base las estadísticas de salidas por fallas o mantenimiento programado de líneas y transformadores de ETESA, así como también de las unidades generadoras propiedad de los agentes del mercado.

### **1.3 METODOLOGÍA**

Se parte del diagnóstico del desempeño eléctrico del sistema actual sin considerar ningún proyecto de expansión. A partir de este diagnóstico se hace un análisis de corto plazo, el cual incluye básicamente análisis de estado estacionario, estabilidad transitoria y confiabilidad para los años 2007 a 2010.

El análisis de corto plazo es la base para realizar el análisis de largo plazo, en el cual se incluye la identificación del plan de expansión óptimo con base en los proyectos candidatos, sus costos de inversión y la incidencia de éstos en los costos de operación. En la Figura 1.1 se ilustra esquemáticamente el procedimiento del análisis de largo plazo.



**Figura 1.1 Flujograma del Análisis de Largo Plazo**

#### 1.4 CRITERIOS

De acuerdo al Reglamento de Transmisión y por las características del sistema eléctrico se utilizará el Criterio de Seguridad N-1 en las líneas del Sistema Principal de Transmisión. Igualmente, el Reglamento de Transmisión especifica el nivel de tensión aceptable en los puntos de interconexión de la empresas distribuidores y grandes clientes, especificando para condiciones de operación normal +/- 5% tanto para 230 KV como para 115 KV y +/- 7% para condiciones de contingencia simple en 230 KV y 115 KV.

Se proponen criterios básicos para operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Para la planeación se recomienda incluir criterios económicos que permitan evaluar la viabilidad financiera de los proyectos. Debe recordarse que la descomposición temporal empleada en la expansión del Sistema de Transmisión son Corto y Largo Plazo que corresponden a un horizonte de 4 y 10 años respectivamente.

## 1.5 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Los resultados obtenidos en el análisis del sistema actual (año 2007) indican que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, tanto en estado estable como contingencia y estabilidad transitoria. Mayor información al respecto se puede observar en el Capítulo No. 6 del presente documento.

## 1.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

Los resultados obtenidos en el análisis de corto plazo (año 2007-2010) indican que el sistema de transmisión cumple con los criterios establecido en el Reglamento de Transmisión, tanto en estado estable como contingencia y estabilidad transitoria. Mayor información al respecto se puede observar en el Capítulo No. 6 del presente documento. En el corto plazo entran en operación los siguientes proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en construcción y otros que iniciaran próximamente su ejecución:

- L.T. Fortuna – Changuinola – Frontera (Guabito) 230 KV y S/E Changuinola (en construcción)
- L.T. Panamá – Cáceres 115 KV y ampliaciones en ambas subestaciones (en construcción)
- Adición en S/E Caldera 115/34.5 KV
- S/E Concepción 230 KV

En el Capítulo No. 6 se presenta con mayor detalle todos los proyectos del corto plazo.

## 1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO

En el horizonte de largo plazo (2011 – 2016), se obtiene que para que el sistema de transmisión cumpla con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, se necesitan los siguientes refuerzos:

- Banco de Capacitores: el sistema de transmisión requiere de compensación reactiva capacitiva, para el año 2016, se necesita la adición de un banco de capacitores de 60 MVAR (4x15 MVAR) en el patio de 115 KV de la S/E Panamá II.
- Con la entrada en operación de la central hidroeléctrica Changuinola 75 (Chan75 con una capacidad instalada que aumenta de 158 MW a 223 MW) para mediados del año 2011, es necesario reforzar el sistema de transmisión desde la subestación Chan75 hasta la subestación Guasquitas. Además de este proyecto hidroeléctrico, hay que considerar que entran en operación, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, otros proyectos hidroeléctricos, con capacidad total instalada de 377 MW, todos ellos ubicados en Chiriquí y Bocas del Toro. Las obras necesarios para este refuerzo se componen de la instalación del segundo circuito en las torres de doble circuito de las líneas Chan75 – Fortuna y Fortuna - Guasquitas 230 KV, además de la construcción de una nueva línea de circuito sencillo de 230 KV Veladero – Llano Sánchez, el seccionamiento de la línea Llano

Sánchez – Panamá II (circuitos 230-12 y 13) en Chorrera (ambas) y uno de ellos en Panamá y un circuito adicional Concepción – Mata de Nance.

- Refuerzo del sistema de transmisión Colón – Panamá II debido al incremento de capacidad instalada en el área de Colón. Se construye una línea Santa Rita – Panamá II 230 KV, operada inicialmente en 115 KV y se termina el tramo de línea de Santa Rita – Cáceres 115 KV. Incluye las adiciones en las subestaciones Panamá II KV y Santa Rita 115 KV.

## 1.8 CONCLUSIONES

### CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- El sistema actual, año 2007, cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a los niveles de tensión tanto en condiciones de operación norma como en contingencia.

### CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

- En general, para los cinco escenarios analizados el sistema no presenta déficit de energía hasta el final del horizonte.
- Desde el punto de vista de transmisión el sistema tiene suficiente capacidad de transporte y para suplir sus requerimientos internos no requiere de refuerzos en líneas antes del 2010.
- El sistema presenta un costo operativo adecuado dada su composición sin restricciones de transmisión. Lo que implica que los proyectos planteados en planes de expansión anteriores fueron bien definidos, ya que ofrecen una operación confiable, de mínimo costo y sin déficit esperado. El costo de la generación se afecta principalmente por los costos de combustibles y no por la falta de transmisión.
- El resultado indica que el margen de optimización del costo operativo del sistema logrado mediante refuerzos de transmisión sería muy bajo.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenario 1 y 2 (MHT7 y MHTCB7), en los cuáles aparecen los generadores hidroeléctricos Pedregalito (20 MW), Chan75 (223 MW), El Síndigo (10 MW), Bonyic (30 MW), Gualaca (27.6 MW), Bajo de Mina (52.4 W), Pando (32.6 MW), Lorena (35.7 MW), El Alto (60 MW), Prudencia (56.2 MW) y Monte Lirio (51.7 MW) se recomienda reforzar la transmisión entre Veladero - Llano Sánchez con un nuevo circuito, entre las subestaciones Llano Sánchez – Chorrera – Panamá – Panamá II mediante el seccionamiento de las líneas 230- 12 y 13 y un nuevo circuito Concepción – Mata de Nance. Los beneficios logrados por éste refuerzo son muy sensibles a la composición de la generación, siendo que en caso de no darse el desarrollo de estos proyectos la relación Beneficio-Costo se vería afectada.
- En todos lo casos analizados la generación propuesta permite el adecuado abastecimiento de la demanda en el período 2007-2016.
- En general, para todos los escenarios el costo marginal del sistema inicia con un valor promedio de 127 USD/MW-h, el cuál se reduce y al final del

período llega al rango entre 40 y 70 USD/MW-h, dependiendo del escenario de generación.

- El refuerzo de transmisión referente al segundo circuito Concepción – Mata de Nance se plantea como necesidad de refuerzo identificado por el análisis eléctrico de largo plazo, es un refuerzo que deberá seguirse analizando en planes de expansión futuros y no se deben tomar como recomendación explícita de éste plan de expansión.
- El refuerzo de transmisión referente al quinto circuito Veladero - Llano Sánchez a 230 KV en el 2016 se obtiene de la evaluación de beneficios y es un refuerzo que deberá seguirse analizando en planes de expansión futuros y no se deben tomar como recomendación explícita de éste plan de expansión.

## 1.9 RECOMENDACIONES

### Año 2008:

- Se recomienda terminar la construcción de la línea de transmisión Fortuna – Changuinola 230 KV y la Subestación Changuinola.
- Se recomienda terminar la construcción del refuerzo de la línea subterránea Panamá - Cáceres a 115 kV.

### Año 2011:

- Reforzar el la línea Chan75 – Fortuna – Guasquitas instalando el segundo circuito de la misma, ya que, con el aumento de capacidad de la central Changuinola 75 de 158 MW a 223 MW además del Proyecto Hidroeléctrico Bonyic, con 30 MW en el área de Changuinola, esta línea estaría operando cerca de su límite térmico de carga.
- Reforzar el sistema de transmisión Colón – Panamá II en 115 KV debido al aumento de capacidad instalada en la provincia de Colón. Este refuerzo consta de una línea Santa Rita – Panamá II 115 KV (construida como línea de 230 KV y operada en 115 KV) y la línea Santa Rita – Cáceres 115 KV.

### Año 2016:

- Seguir analizando en futuros planes de expansión la conveniencia de implementar el refuerzo del sistema de transmisión Llano Sánchez - Chorrera – Panamá – Panamá II 230 KV, ya que es un proyecto que trae beneficios económicos importantes para el sistema además de ofrecer una solución técnica que da soporte y seguridad al área occidental del sistema Panameño. Este proyecto depende del desarrollo de plantas hidroeléctricas en el occidente del país, en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.
- Seguir analizando el segundo circuito Concepción – Mata de Nance, ya que de darse el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos en el occidente del país, en la cuenca de los ríos Chiriquí Viejo y Piedra, es necesario este circuito, de lo contrario la línea existente estaría operando en condiciones de sobrecarga. Este proyecto depende del desarrollo de plantas hidroeléctricas en el occidente del país, en las provincias de Chiriquí.

- Seguir analizando el refuerzo de un quinto circuito Veladero – Llano Sánchez, ya que es un proyecto que tiene unos beneficios importantes para el sistema.

En la Tabla 1.1 se resumen los proyectos propuestos en el plan de expansión 2007 – 2016. Los proyectos recomendados en esta tabla son independientes de las nuevas plantas de generación que entren al sistema.

En el Anexo 20 se presentan el plan de inversiones y las fechas de los proyectos propuestos, en las cuales las fechas de entrada de los proyectos obedecen a un cronograma que considera tiempos de aprobación, estudios adicionales y tiempos de construcción.

Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema de Transmisión a Bocas del Toro	2007	23,942
Segundo circuito 115 KV Panamá – Cáceres y ampliaciones	2007	2,126
Adición S/E Caldera 115/34.5 KV	2008	1,945
S/E Concepción 230 KV y líneas asociadas	2009	5,065
Sistema de Comunicaciones	2009	2,720
Sistema de Transmisión Colón – Panamá II	2011	14,000
Refuerzo Changuinola75 – Fortuna - Guasquitas 230 KV	2011	6,334
Refuerzo Chorrera – Panamá – Panamá II 230 KV	2016	10,047
Refuerzo Concepción – Mata de Nance	2016	6,446
Refuerzo Veladero – Llano Sánchez 230 KV	2016	17,480
Banco de Capacitores 60 MVAR S/E Panamá II	2016	2,060

**Tabla 1.1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2007 – 2016**

A continuación se presentan los cuadros con el Plan de Inversiones, el cual incluye ampliaciones mayores y ampliaciones menores de corto plazo, plan de largo plazo, sistema de comunicaciones, plan de reposición de corto plazo, de largo plazo y planta general.



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.  
PLAN DE INVERSIÓN  
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN  
(MILES DE B./.)

	DESCRIPCIÓN	hasta 2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
1	<b>TOTAL</b>	<b>4,607</b>	<b>10,642</b>	<b>17,401</b>	<b>5,091</b>	<b>13,999</b>	<b>1,802</b>	<b>0</b>	<b>298</b>	<b>12,655</b>	<b>19,427</b>	<b>3,663</b>	<b>89,585</b>
2													
3	<b>PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO</b>	<b>2,524</b>	<b>9,752</b>	<b>15,207</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>27,483</b>
4	<b>AMPLIACIONES MAYORES</b>	<b>2,524</b>	<b>9,752</b>	<b>15,207</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>27,483</b>
5	<b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN BOCAS DEL TORO</b>	<b>2,524</b>	<b>8,118</b>	<b>14,299</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>24,941</b>
6	L/T 230 KV FORTUNA - CHANGUINOLA - FRONTERA	2,524	5,633	10,685	0	0	0	0	0	0	0	0	18,842
7	S/E CHANGUINOLA 230 KV	0	2,485	3,614	0	0	0	0	0	0	0	0	6,099
8	<b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN PANAMÁ - CÁCERES</b>	<b>0</b>	<b>1,634</b>	<b>908</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2,542</b>
9	L/T 115 KV PANAMÁ - CÁCERES	0	709	32	0	0	0	0	0	0	0	0	741
10	ADICIÓN INTERRUPTORES PANAMÁ Y CÁCERES	0	925	876	0	0	0	0	0	0	0	0	1,801
11													
12	<b>PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>407</b>	<b>4,270</b>	<b>13,868</b>	<b>1,802</b>	<b>0</b>	<b>298</b>	<b>12,655</b>	<b>19,427</b>	<b>3,663</b>	<b>56,390</b>
13	<b>REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 115 KV</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>344</b>	<b>2,433</b>	<b>10,069</b>	<b>1,167</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14,013</b>
14	LINEA SANTA RITA - PANAMA II 230 KV (op. 115 KV)	0	0	153	876	4,443	485	0	0	0	0	0	5,957
15	LINEA SANTA RITA - CÁCERES 115 KV	0	0	106	491	2,363	255	0	0	0	0	0	3,215
16	S/E SANTA RITA 115 KV	0	0	54	678	2,075	265	0	0	0	0	0	3,072
17	ADICIÓN S/E PANAMAA II 115 KV	0	0	31	388	1,188	162	0	0	0	0	0	1,769
18	<b>REFUERZO CHAN75 - FORTUNA - GUASQUITAS</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>63</b>	<b>1,837</b>	<b>3,799</b>	<b>635</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6,334</b>
19	L/T CHAN75 - FORTUNA ADICION 2do CTO. 230 KV	0	0	30	862	1,783	297	0	0	0	0	0	2,972
20	L/T FORTUNA - GUASQUITAS ADICION 2do CTO. 230 KV	0	0	0	10	545	62	0	0	0	0	0	617
21	ADICIÓN S/E CHAN75 230 KV	0	0	20	468	717	134	0	0	0	0	0	1,339
22	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	0	0	13	497	754	142	0	0	0	0	0	1,406
23	<b>REFUERZO CHORRERA - PANAMA II</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>140</b>	<b>3,547</b>	<b>5,297</b>	<b>1,063</b>	<b>10,047</b>
24	L/T CHORRERA 2 DOBLE CTO. SECCIONA LLS - PAN II 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	50	442	663	128	1,283
25	L/T SUBT. PANAMA DOBLE CTO. SECCIONA LLS - PAN II 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	50	648	952	250	1,900
26	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	20	1,500	2,248	418	4,186
27	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	20	957	1,434	267	2,678
28	<b>REFUERZO CONCEPCIÓN - MATA DE NANCE</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>53</b>	<b>2,281</b>	<b>3,467</b>	<b>645</b>	<b>6,446</b>
29	L/T CONCEPCIÓN - MATA DE NANCE 1 CTO. 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	13	1,345	2,033	377	3,768
30	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	20	468	717	134	1,339
31	ADICIÓN S/E CONCEPCIÓN 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	20	468	717	134	1,339
32	<b>BANCO DE CAPACITORES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15</b>	<b>603</b>	<b>1,236</b>	<b>206</b>	<b>2,060</b>
33	BANCO DE CAPACITORES PANAMA II 115 KV 60 MVAR	0	0	0	0	0	0	0	15	603	1,236	206	2,060
34	<b>REFUERZO VELADERO - LLANO SANCHEZ</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>90</b>	<b>6,224</b>	<b>9,427</b>	<b>1,749</b>	<b>17,490</b>
35	L/T VELADERO - LLANO SANCHEZ 1 CTO. 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	50	5,288	7,993	1,481	14,812
36	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	20	468	717	134	1,339
37	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	20	468	717	134	1,339
38													
39	<b>PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES</b>	<b>1,688</b>	<b>334</b>	<b>274</b>	<b>288</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2,584</b>
40	MIGRACIÓN VHF A UHF	463	274	274	288	0	0	0	0	0	0	0	1,299
41	MIGRACIÓN DE MICROONDAS	1,225	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,285

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.  
PLAN DE INVERSIÓN  
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN  
(MILES DE B./.)**

	DESCRIPCIÓN	hasta 2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
43	<b>PLAN DE REPOSICIÓN</b>	<b>338</b>	<b>535</b>	<b>1,334</b>	<b>409</b>	<b>15</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2,631</b>
44	<b>PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO</b>	<b>187</b>	<b>237</b>	<b>63</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>487</b>
45	<b>SUBTOTAL PLAN REPOSICIÓN CORTO PLAZO - PROTECCIONES</b>	<b>187</b>	<b>237</b>	<b>63</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>487</b>
46	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA I	187	237	63	0	0	0	0	0	0	0	0	487
47	<b>PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO</b>	<b>151</b>	<b>298</b>	<b>1,271</b>	<b>409</b>	<b>15</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2,144</b>
48	<b>SUBTOTAL PLAN REPOSICIÓN LARGO PLAZO - SUBESTACIONES</b>	<b>151</b>	<b>212</b>	<b>174</b>	<b>113</b>	<b>15</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>665</b>
49	REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	151	212	174	113	15	0	0	0	0	0	0	665
50	<b>SUBTOTAL PLAN REPOSICIÓN LARGO PLAZO - PROTECCIONES</b>	<b>0</b>	<b>86</b>	<b>1,097</b>	<b>296</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,479</b>
51	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	0	86	1,097	296	0	0	0	0	0	0	0	1,479
52													
53	<b>PLAN DE PLANTA GENERAL</b>	<b>57</b>	<b>21</b>	<b>179</b>	<b>124</b>	<b>116</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>497</b>
54	ADQUISICIÓN EQUIPO MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADOR	57	21	179	124	116	0	0	0	0	0	0	497

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.**  
**PLAN DE INVERSIÓN**  
**PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**  
**(MILES DE B./)**

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada Plan 2006	Observación	Nueva Fecha Plan 2007	TOTAL
1	<b>TOTAL</b>				<b>86,457</b>
2					
3	<b>PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO</b>				<b>27,483</b>
4	<b>AMPLIACIONES MAYORES</b>				<b>27,483</b>
5	<b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN BOCAS DEL TORO</b>				<b>24,941</b>
6	L/T 230 KV FORTUNA - CHANGUINOLA - FRONTERA	01/04/2005	Cambio de fecha	06/30/2008	18,842
7	S/E CHANGUINOLA 230 KV	12/31/2004	Cambio de fecha	06/30/2008	6,099
8	<b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN PANAMÁ - CÁCERES</b>				<b>2,542</b>
9	L/T 115 KV PANAMÁ - CÁCERES	01/01/2007	Cambio de fecha	04/01/2008	741
10	ADICIÓN INTERRUPTORES PANAMÁ Y CÁCERES	01/01/2007	Cambio de fecha	04/01/2008	1,801
11					
12	<b>PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO</b>				<b>56,390</b>
13	<b>REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 115 KV</b>				<b>14,013</b>
14	LINEA SANTA RITA - PANAMA II 230 KV (op. 115 KV)		Nuevo	01/01/2011	5,957
15	LINEA SANTA RITA - CÁCERES 115 KV		Nuevo	01/01/2011	3,215
16	S/E SANTA RITA 115 KV		Nuevo	01/01/2011	3,072
17	ADICIÓN S/E PANAMAA II 115 KV		Nuevo	01/01/2011	1,769
18	<b>REFUERZO CHAN75 - FORTUNA - GUASQUITAS</b>				<b>6,334</b>
19	L/T CHAN75 - FORTUNA ADICIÓN 2do CTO. 230 KV	01/01/2014	Cambio de fecha	01/06/2011	2,972
20	L/T FORTUNA - GUASQUITAS ADICIÓN 2do CTO. 230 KV	01/01/2014	Cambio de fecha	01/06/2011	617
21	ADICIÓN S/E CHAN75 230 KV	01/01/2014	Cambio de fecha	01/06/2011	1,339
22	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	01/01/2014	Cambio de fecha	01/06/2011	1,406
23	<b>REFUERZO CHORRERA - PANAMA II</b>				<b>10,047</b>
24	L/T CHORRERA 2 DOBLE CTO. SECCIONA LLS - PAN II 230 KV	01/01/2014		01/01/2016	1,283
25	L/T SUBT. PANAMA DOBLE CTO. SECCIONA LLS - PAN II 230 KV	01/01/2014		01/01/2016	1,900
26	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	01/01/2014		01/01/2016	4,186
27	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	01/01/2014		01/01/2016	2,678
28	<b>REFUERZO CONCEPCIÓN - MATA DE NANCE</b>				<b>6,446</b>
29	L/T CONCEPCIÓN - MATA DE NANCE 1 CTO. 230 KV		Nuevo	01/01/2016	3,768
30	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV		Nuevo	01/01/2016	1,339
31	ADICIÓN S/E CONCEPCIÓN 230 KV		Nuevo	01/01/2016	1,339
32	<b>BANCO DE CAPACITORES</b>				<b>2,060</b>
33	BANCO DE CAPACITORES PANAMA II 115 KV 60 MVAR	01/01/2008	Cambio de fecha	01/01/2016	2,060
34	<b>REFUERZO VELADERO - LLANO SANCHEZ</b>				<b>17,490</b>
35	L/T VELADERO - LLANO SANCHEZ 1 CTO. 230 KV	01/01/2014	Cambio de fecha	01/01/2016	14,812
36	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	01/01/2014	Cambio de fecha	01/01/2016	1,339
37	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	01/01/2014	Cambio de fecha	01/01/2016	1,339
38					
39	<b>PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES</b>				<b>2,584</b>
40	MIGRACIÓN VHF A UHF	06/30/2009		06/30/2009	1,299
41	MIGRACIÓN DE MICROONDAS	12/15/2007		12/15/2007	1,285

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA**  
**PLAN DE INVERSIÓN**  
**PLAN DE REPOSICIÓN Y PLANTA GENERAL 2007**  
**(MILES DE B./.)**

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada	Observación	Nueva Fecha Plan 2007	Costo sin IDC (Miles de B./.)
1	<b>TOTAL</b>				<b>3,128</b>
2					
3	<b>PLAN DE REPOSICIÓN</b>				<b>2,631</b>
4	<b>PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO</b>				<b>487</b>
5	<b>SUBTOTAL PLAN REPOSICIÓN CORTO PLAZO - PROTECCIONES</b>				<b>487</b>
6	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES ETAPA I	06/01/2009		06/01/2009	487
7	<b>PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO</b>				<b>2,144</b>
8	<b>SUBTOTAL PLAN REPOSICIÓN LARGO PLAZO - SUBESTACIONES</b>				<b>665</b>
9	REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (PT)	02/01/2010		02/01/2010	665
10	<b>SUBTOTAL PLAN REPOSICIÓN LARGO PLAZO - PROTECCIONES</b>				<b>1,479</b>
11	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES ETAPA II	03/01/2011		03/01/2011	1,479
12					
13	<b>PLAN DE PLANTA GENERAL</b>				<b>497</b>
14	ADQUISICIÓN EQUIPO MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES		Nuevo	03/25/2010	497

## Capítulo 2: Introducción

La Ley No. 6 del 3 de febrero de 1977 establece en su Artículo 19 que es responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., elaborar el Plan de Expansión. El Reglamento de Transmisión, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP), en su Título V, “La Expansión del Sistema de Transmisión”, establece que a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para un horizonte de corto y largo plazo.

En respuesta a lo anterior, en éste documento se presenta el resultado del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, el cual evita las congestiones actuales y futuras y a la vez minimiza el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define un programa de inversiones necesarias y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP.

Específicamente el estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2007-2016 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Las instalaciones propuestas comprenden: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

Además del Informe Ejecutivo y de esta Introducción, el presente documento contiene dieciséis (16) capítulos adicionales:

- Capítulo 3: se presenta la descripción del sistema actual de transmisión de ETESA
- Capítulo 4: se describen los criterios técnicos utilizados en la elaboración del presente informe
- Capítulo 5: se describe la metodología empleada en la elaboración del presente informe
- Capítulo 6: presenta el diagnóstico del sistema de transmisión de corto plazo
- Capítulo 7: se presenta el plan de expansión de corto plazo (2007 – 2010)
- Capítulo 8: se presenta el análisis del sistema de transmisión de largo plazo
- Capítulo 9: se presenta la evaluación técnica – económica y selección del plan de largo plazo
- Capítulo 10: se presenta el plan de expansión de largo plazo

- Capítulo 11: se presentan los niveles de confiabilidad del sistema principal de transmisión
- Capítulo 12: se presenta el plan de expansión del sistema de comunicación
- Capítulo 13: se presenta el plan de reposición de corto plazo
- Capítulo 14: se presenta el plan de reposición de largo plazo
- Capítulo 15: se presenta el plan de planta general
- Capítulo 16: se presenta el plan de ampliaciones de conexión
- Capítulo 17: se presenta el plan de expansión de transmisión estratégico
- Capítulo 18: se presenta el impacto tarifario
- Capítulo 19: se presenta las conclusiones del plan
- Capítulo 20: se presentan las recomendaciones del plan

## 2.1 INFORMACIÓN UTILIZADA

### 2.1.1 DEMANDA

El pronóstico de demanda utilizado en el presente Plan de Expansión es el realizado por ETESA y presentado en el informe Estudios Básicos, entregado a la ASEP en enero de 2007. En las siguientes tablas se presenta un resumen del pronóstico de demanda, tanto en energía como potencia, del año 2007 al 2016.

**Tabla 2.1 Proyección de Demanda Media: Período 2007 - 2010**

Año	Demanda Máxima MW	Consumo Anual GWh	Tasa de Crecimiento %	
			Potencia	Energía
2007	995.6	6166.4		
2008	1050.3	6505.1	5.49	5.49
2009	1115.5	6913.5	6.21	6.28
2010	1173.6	7278.7	5.21	5.28

**Tabla 2.2 Proyección de Demanda y Energía: Período 2011 – 2016**

Año	ENERGÍA (GWh)		POTENCIA (MW)	
	Medio	Alto	Medio	Alto
2011	7649.7	7764.3	1232.7	1244.0
2012	8028.5	8181.0	1292.9	1307.4
2013	8416.9	8612.4	1354.6	1372.8
2014	8814.7	9058.8	1417.7	1440.2
2015	9239.4	9540.5	1485.0	1513.0
2016	9686.5	10053.1	1555.9	1590.2

### 2.1.2 GENERACIÓN

#### 2.1.2.1 GENERACIÓN PARA ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

En el análisis de corto plazo, para el escenario de generación del caso base, se tomaron en cuenta los proyectos de los cuales se tiene algún grado de certeza de su entrada en operación en el periodo 2007-2010. En este periodo se tienen varios proyectos hidroeléctricos que ya están prontos a iniciar construcción, tales

como Los Algarrobos (9.7 MW), Concepción (10 MW) Paso Ancho (5 MW) y Chan75 (223 MW) de AES Panamá.

A continuación se presenta una tabla con los datos de estos proyectos y la fecha considerada en este plan para su entrada en operación.

**Tabla 2.3 Proyectos de Generación de 2007– 2010**

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
1/1/2008	C. H. Concepción	10
1/1/2009	C. H. Paso Ancho	5
1/1/2009	C. T. Panapower 1ra etapa	34.2
1/1/2009	C. H. Mendre	18.4
1/1/2010	C. H. Los Algarrobos	9.7
1/1/2010	C. H. Pedregalito	20
1/1/2010	C. H. El Sindigo	10
1/1/2010	C. T. Bahía Las Minas (conversión a carbón)	120
30/6/2010	C. H. Changuinola 75	223

C.H.: Central Hidroeléctrica

C.T.: Central Térmica Diesel/Bunker

#### 2.1.2.2 GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Para el horizonte de largo plazo, 2011 – 2016, se seleccionaron los proyectos más probables de ejecución y las alternativas de expansión que contemplan candidatos de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con combustible tradicional (Bunker y Diesel).

**Tabla 2.4 Proyectos de Generación de 2011 – 2016**

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
1/7/2011	C. H. Bonyic	30
1/7/2011	C. H. Gualaca	27.6
1/1/2012	C. T. Panapower 2da etapa	85
1/1/2013	C. H. Bajo de Mina	52.4
1/1/2014	C. H. Lorena	35.7
1/1/2014	C. H. Pando	32.6
1/1/2014	C. H. El Alto	60
1/1/2015	C. H. Prudencia	56.2
1/1/2015	C. H. Monte Lirio	51.7
1/1/2016	C. T. Motor de Media Velocidad	100

En la Tabla 2.5 se incluyen los cinco (5) planes de expansión de generación para el escenario de Demanda Media, obtenidos en el Plan Indicativo de Generación.

**Tabla 2.5 Planes de Generación**

Fecha de Operación	Caso MHT7		Caso MHTCB7		Caso MHTGBC7		Caso MHTGDC7		Caso MHTTLA7	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2007	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8
2009	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2	Pana Power	34.2
	Mendre	18.4	Mendre	18.4	Mendre CCGB BLM	18.4 158.0	Mendre	18.4	Mendre	18.4
2010	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20.0
	Chan I	223.0	Chan I	223.0	Chan I	223.0	Chan I	223.0	Chan I	223.0
	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120.0
	Síndigo	10.0	Síndigo	10.0	Síndigo	10.0	Síndigo	10.0	Síndigo	10.0
2011	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0
	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6	Panamá Green Power Gualaca	80.0 27.6
2012	Pana Power	85.0	Pana Power	85.0	Pana Power	85.0	Pana Power CCGD BLM	85.0 158.0	Pana Power CCGD BLM	85.0 158.0
2013	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina El Alto	52.4 60.0	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina	52.4
2014	Lorena	35.7	Lorena	35.7	TGGB 100-1	100.0	El Alto CCGD 250-1	60.0 250.0	El Alto Turba	60.0 250.0
	Pando	32.6	Pando	32.6						
	El Alto	60.0	El Alto	60.0						
2015	Prudencia	56.2	Prudencia	56.2	TGGB 100-2	100.0				
	Monte Lirio	51.7	Monte Lirio	51.7						
2016	MMV 100-1	100.0	MMV 50-1	50.0						
2017	MMV 100-2	100.0	CB 150-1	150.0	CCGB 250-1	250.0			CCGD 250-2	250.0
2018	MMV 100-3	100.0	CB 150-2	150.0			CCGD 250-2	250.0		
2019	MMV 100-4	100.0			CCGB 250-2	250.0				
2020	MMV 50-1	50.0	CB 250-1	250.0			CCGD 250-3	250.0	TGGD 100-3	100.0
2021	MMV 50-2	50.0								
	MMV 50-3	50.0								

### 2.1.3 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2006

Se utilizan como referencia los proyectos aprobados por la ASEP del Plan de Expansión 2006 para el período de corto plazo, los cuales se presentan en la Tabla 2.6.

**Tabla 2.6 Programa de Obras de Transmisión 2006 – 2009 Plan de Expansión 2006**

No.	Fecha de entrada en Operación	Proyecto
1	31/5/2007	L.T. Fortuna – Changuinola – Frontera 230 KV
2	31/5/2007	S/E Changuinola
3	1/7/2007	L.T. Panamá – Cáceres 115 KV subterránea
4	1/7/2007	Ampliación S/E Panamá y Cáceres
5	15/12/2007	Migración de Microondas
6	30/6/2009	Migración VHF a UHF



## 2.1.4 PROPUESTA DE ETESA DEL 2007

El programa de obras propuesto por ETESA en este plan de expansión es el siguiente:

**Tabla 0-7 Programa de Obras Propuestas por ETESA**

Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema de Transmisión a Bocas del Toro	2007	23,942
Segundo circuito 115 KV Panamá – Cáceres y ampliaciones	2007	2,126
Adición S/E Caldera 115/34.5 KV	2008	1,945
S/E Concepción 230 KV y líneas asociadas	2009	5,065
Sistema de Comunicaciones	2009	2,720
Sistema de Transmisión Colón – Panamá II	2011	14,000
Refuerzo Changinola75 – Fortuna - Guasquitas 230 KV	2011	6,334
Refuerzo Chorrera – Panamá – Panamá II 230 KV	2016	10,047
Refuerzo Concepción – Mata de Nance	2016	6,446
Refuerzo Veladero – Llano Sánchez 230 KV	2016	17,480
Banco de Capacitores 60 MVAR S/E Panamá II	2016	2,060

## 2.1.5 PROYECTOS VIABLES IDENTIFICADOS

Adicionalmente a los proyectos mencionados anteriormente, se incluye dentro del conjunto de refuerzos viables todas las líneas paralelas a las existentes que podrían ser construidas. La información del conjunto de candidatos utilizado se presenta en el Anexo No. 21 de proyectos candidatos.

## 2.1.6 INFORMACIÓN PARA EL MODELO ENERGÉTICO

Se tomó la base de datos del SDDP<sup>32</sup>, la cual incluye la información de la generación y demanda para cinco escenarios definidos de acuerdo a lo mostrado en la tabla 2-8.

<sup>32</sup> El Modelo de Planeamiento de la Operación Dual Estocástico (o en inglés, SDDP: Stochastic Dual Dynamic Programming), es un programa de optimización diseñado para calcular la política de operación óptima de sistemas hidrotérmicos. El modelo SDDP es un modelo muy utilizado en muchos países del mundo con bastante éxito ya que el algoritmo está diseñado para sistema hidrotérmicos como el Panameño cuyo despacho se define por la optimización de costos de producción. (<http://www.psr-inc.com.br/sddp.asp>)

**Tabla 2-8 Escenarios para el análisis energético**

Caso	Nombre	Descripción
1	MHT7	Escenario de generación Hidráulico con proyección de demanda media
2	MHTCB7	Escenario de generación Hidráulico y carbón, proyección de demanda media
3	MHTGBC7	Escenario de generación Hidráulico, carbón y gas natural en barcazas en el año 2009, proyección de demanda media
4	MHTGDC7	Escenario de generación Hidráulico, carbón y gas natural en ducto en el año 2012, proyección de demanda media
5	MHTTLA7	Escenario de generación Hidráulico, carbón, turba, eólico y gas natural en ducto en el año 2012, proyección de demanda media

El modelo energético cuenta con la información necesaria para realizar el análisis de expansión en el horizonte 2007-2016, con resolución mensual para demandas máxima, media y mínima. Se tienen en cuenta los valores actualizados para los precios de los distintos tipos de combustible utilizados en los proyectos candidatos de expansión.

La demanda modelada corresponde a la definida en el numeral 2.1.1. Los proyectos de generación son los que aparecen en el numeral 2.1.2.

### 2.1.7 INFORMACIÓN DE DETALLE PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO

Se modela el sistema eléctrico para el año 2007 con un total 103 barras, 155 líneas, 62 transformadores y todo el parque de generación incluyendo unidades de capacidad superior a 10 MW conectadas al Sistema Principal de Transmisión. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación. Para el año final del análisis eléctrico, 2016, se modela el sistema con 133 barras, 197 líneas y 86 transformadores.

En el modelo de red se incluyen todas las barras de 230 KV, 115 KV, 44 KV y las barras de 34.5 KV de las principales subestaciones de ETESA en el interior del país, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance y Progreso.

Para los estudios de estabilidad los generadores se modelan con sus reguladores de velocidad, tensión y estabilizadores de potencia.

La información de detalle eléctrico fue utilizada para alimentar el modelo PSS/E y DIGSILENT, que permiten simular el estado estacionario y realizar simulaciones de confiabilidad. En el Anexo 31 se describen las características de estos dos modelos, además de los modelos utilizados en la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de Generación y SDDP. En el Anexo 16 se describe las características del modelo SUPER.

### **2.1.8 INFORMACIÓN PARA EL MODELO DE CONFIABILIDAD**

La información de detalle para el modelo de confiabilidad tuvo como base las estadísticas registradas por ETESA, cuyo resumen se presenta en el Anexo No. 22. Para las instalaciones de ETESA se incluyeron las estadísticas de salidas de equipos para los años 2003 al 2006.

## Capítulo 3: Descripción del Sistema de Transmisión

### 3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión de ETESA está conformado por líneas de 230 y 115 KV. La longitud total de líneas de 230 KV es de 883 Km. en líneas de doble circuito y 79.7 Km. en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 131.8 Km. y para líneas de circuito sencillo de 39.1 Km. A continuación se presenta una tabla con las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia.

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA						
LINEAS	NUMERACION	SUBESTACIONES	ANO	LONG. (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	
					Normal	Cont.
<b>LINEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO</b>	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	68.14	186.0	350.0
	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12.94	186.0	350.0
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	39.00	193.0	366.0
	230-3B,4B	CHORRERA - LL.SANCHEZ	1978	142.19	193.0	366.0
	230-5A,6A	LL.SANCHEZ - VELADERO	1978	109.36	193.0	366.0
	230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84.49	193.0	366.0
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37.50	193.0	366.0
	230-12,13	LL.SANCHEZ - PANAMA II	2006	195.00	225.0	450.0
	230-14,15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110.07	225.0	450.0
	230-16,17	GUASQUITAS - VELADERO	2004	84.30	225.0	450.0
		<b>TOTAL</b>		<b>882.99</b>		
<b>CIRCUITO SENCILLO</b>	230-9	MATA NANCE - PROGRESO	1986	54.00	193.0	366.0
	230-10	PROGRESO - FRONTERA	1986	9.70	193.0	366.0
	230-18	FORTUNA - GUASQUITAS	2003	16.00	225.0	450.0
		<b>TOTAL</b>		<b>79.70</b>		
<b>LINEAS DE 115 DOBLE CIRCUITO</b>	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	150.0	175.0
	115-1B,2B	STA. RITA -B.L.MINAS	2004	6.20	150.0	175.0
	115-3A,B 4A,B	PANAMA - CHILIBRE - BLM	1972	54.00	93.0	175.0
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	93.0	175.0
		<b>TOTAL</b>		<b>131.80</b>		
<b>CIRCUITO SENCILLO</b>	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0.80	93.0	175.0
	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	93.0	175.0
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	93.0	175.0
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	93.0	175.0
	115-20	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	93.0	175.0
		<b>TOTAL</b>		<b>39.10</b>		

ETESA cuenta con un total de doce subestaciones, tres de ellas seccionadoras a nivel de 115 KV: Cáceres, Caldera y Santa Rita y dos seccionadoras a nivel de 230 KV: Guasquitas y Veladero. Posee siete subestaciones reductoras: Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, Progreso y Charco Azul.

El principal centro de carga está ubicado en el área metropolitana de la ciudad de Panamá, donde se concentra aproximadamente el 70% de la demanda del país.

Para servir esta demanda, ETESA cuenta con dos subestaciones reductoras, Panamá y Panamá II y una subestación seccionadora, Cáceres. Estas subestaciones alimentan por medio de líneas de 115 KV, propiedad de las empresas distribuidoras, las subestaciones de distribución propiedad de la empresa EDEMET (Locería, Marañón y San Francisco) y de Elektra Noreste (Santa María, Monte Oscuro, Cerro Viento y Tocumen).

Las demás subestaciones de ETESA alimentan áreas del interior del país, la subestación Chorrera alimenta el área de Panamá Occidente, la subestación Llano Sánchez alimenta el área de provincias centrales (Coclé, Los Santos, Herrera y Veraguas) y las subestaciones Mata de Nance, Progreso, Caldera y Charco Azul alimentan el área de la provincia de Chiriquí.

En la tabla a continuación se presenta un detalle de las subestaciones reductoras de ETESA y la capacidad de transformación actual de cada una de ellas.

TRANSFORMADORES DE ETESA								
SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)			TIPO	VOLTAJES (KV)		
		OA	FA	FOA		ALTA	BAJA	TERCIARIO
PANAMA	1	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA	2	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA	3	210	280	350	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA II	1	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA II	2	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
CHORRERA	1	30	40	50	REDUCTOR	230	115	34.5
CHORRERA	2	30	40	50	REDUCTOR	230	115	34.5
LLANO SANCHEZ	1	42	56	70	REDUCTOR	230	115	34.5
LLANO SANCHEZ	2	42	56	70	REDUCTOR	230	115	34.5
MATA DE NANCE	1	42	56	70	REDUCTOR	230	115	34.5
MATA DE NANCE	2	42	56	70	REDUCTOR	230	115	34.5
MATA DE NANCE	3	42	56	70	REDUCTOR	230	115	34.5
PROGRESO	1	30	40	50	REDUCTOR	230	115	34.5
PROGRESO	2	30	40	50	REDUCTOR	230	115	34.5
CHARCO AZUL	1	18	24	24	REDUCTOR	115	4.16	
<b>TOTAL MVA</b>		<b>978</b>	<b>1304</b>	<b>1624</b>				

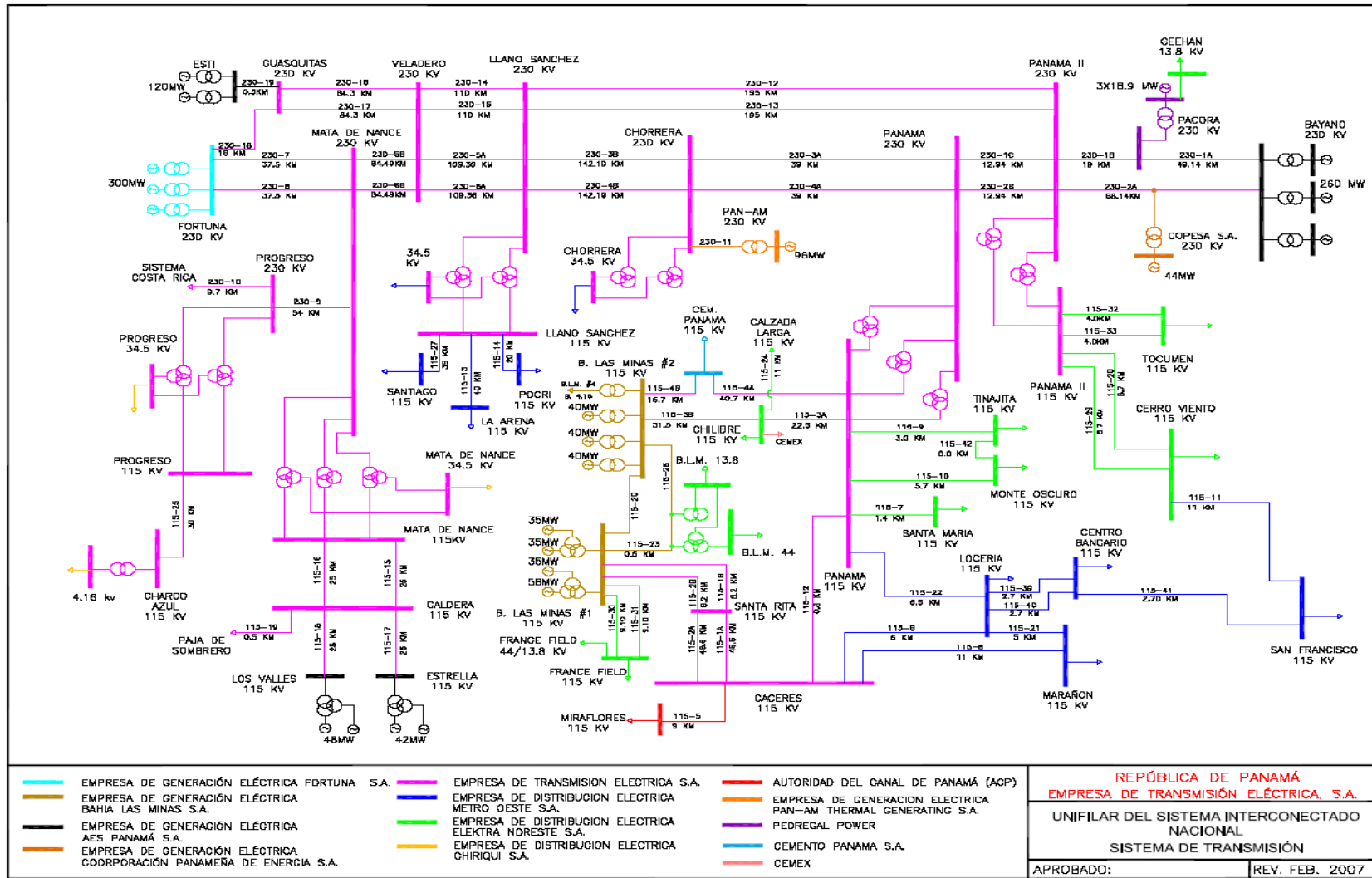
Nota: uno de los transformadores de la subestación Chorrera tiene capacidad de 30/40/50/56 MVA.

Para efectos de soporte de reactivo, el sistema cuenta con bancos de capacitores y reactores. El banco de capacitores se encuentra ubicado en la subestación Panamá, en el patio de 115 KV, con un total de 60 MVAR (4x15 MVAR). Los reactores se encuentran ubicado en las siguientes subestaciones: 80 MVAR en la subestación Llano Sánchez (60 MVAR en el patio de 230 KV (3x20 MVAR) y un banco de 20 MVAR en el patio de 34.5 KV), 60 MVAR en la subestación Veladero 230 KV y 40 MVAR (2x20 MVAR) en el patio de 34.5 KV de la subestación Mata de Nance.

A continuación se presenta el diagrama unifilar simplificado del Sistema de Transmisión y un mapa de Panamá mostrando la ubicación aproximada de las subestaciones de ETESA, el recorrido de las líneas de transmisión y ubicación de las distintas centrales de generación.



Vers. 31 Ene-2005



### 3.2 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

El esquema de control de emergencia utilizado en el sistema de transmisión es el de desligue de carga. Existen dos esquemas: baja frecuencia y bajo voltaje. En las tablas a continuación se presentan los valores actualmente utilizados en estos esquemas:

ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA								
ESCALÓN	FRECUENCIA (HZ)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)
# 1	59.30	EDEMET	EL TORNO	16-14	336.0	8.03	7.54	
		EDEMET	SAN FRANCISCO	2-03	364.0	8.71	8.31	
		ELEKTRA	LAS MINAS DIST.	10-5	193.3	4.62	4.44	
		ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-112	241.4	5.77	5.02	25.31
	59.25		PROGRESO	230-10				
# 2	59.10	EDEMET	MARAÑÓN	6-53	207.0	4.95	4.64	
		EDEMET	LOCERÍA	4-85	212.0	5.06	4.91	
		EDEMET	SAN FRANCISCO	2-06	253.0	6.05	5.65	
		ELEKTRA	COLON	9-32	79.9	1.91	1.76	
		ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-105	333.0	7.96	7.88	24.84
# 3	58.90	EDEMET	MARAÑÓN	6-60	317.0	7.58	7.16	
		EDEMET	LOCERÍA	4-84	286.0	6.83	6.37	
		EDEMET	LOCERIA	4-81	305.0	7.28	6.93	
		ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-71	89.9	2.15	2.11	
		ELEKTRA	TOCUMEN	TOC-3	196.2	4.69	4.64	
		ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-110	48.1	1.15	1.01	
		ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-111	236.4	5.65	5.09	
		ACP	MIRAFLORES	INT.7417				
	58.85		PROGRESO	230-10				
# 4	58.80	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-18	323.0	7.72	7.16	
		EDEMET	LOCERIA	4-83	404.0	9.65	8.76	
		EDEMET	LOCERIA	4-82	353.0	8.43	7.90	
		EDEMET	LOCERIA	4-34	195.0	4.65	4.56	
		EDEMET	MARAÑÓN	6-52	264.0	6.30	5.59	
		ELEKTRA	TOCUMEN	TOC-1	141.8	3.39	3.08	
		ELEKTRA	COLON	9-7	90.4	2.16	1.97	
		ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-108	275.7	6.59	6.26	
		ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-109	240.1	5.74	5.45	
		ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-69	129.3	3.09	2.84	
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-92	150.2	3.59	3.30	56.87
# 5	58.60	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-16	328.0	7.83	7.68	
		EDEMET	SAN FRANCISCO	2-05	359.0	8.58	8.12	
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-43	415.0	9.92	9.52	25.32
# 6	58.45	EDEMET	LOCERIA	4-32	316.0	7.54	7.21	
		EDEMET	LOCERIA	4-35	261.0	6.24	5.83	
		EDEMET	EL TORNO	16-13	253.0	6.05	5.66	
		EDEMET	EL TORNO	16-11	258.0	6.16	5.72	
		EDEMET	MARAÑÓN	6-55	222.0	5.31	4.92	
		ELEKTRA	TOCUMEN	TOC-4	339.7	8.12	7.96	
		ELEKTRA	TOCUMEN	TOC-5	478.2	11.43	10.86	
<b>TOTAL</b>								<b>213.81</b>



ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJO VOLTAJE								
ETAPA	VOLTAJE (KV ) (Ref. 115 KV)	TIEMPO DE DESCONEXIÓN (CICLOS)	APORTE REQUERIDO (MW)	AGENTE	SUBESTACION	CIRCUITO	CARGA MW	CARGA MVAR
1	105	30	35	EDEMET	MARAÑÓN	6-47	6.70	2.35
						6-50	4.70	1.71
						6-55	4.84	1.90
						6-60	7.05	2.25
						6-52	5.79	2.48
						6-58	8.19	3.22
						<b>TOTAL</b>	<b>37.27</b>	<b>13.91</b>
2	105	54	20	ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-66	5.59	0.58
						8-70	3.96	0.26
						8-72	5.45	-0.71
						8-74	4.62	-0.46
						<b>TOTAL</b>	<b>19.62</b>	<b>-0.34</b>
3	105	180	25	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-11	6.87	2.25
						2-15	7.75	2.68
						2-21	6.03	1.44
						2-22	8.50	2.28
						<b>TOTAL</b>	<b>29.15</b>	<b>8.65</b>
4	POR IMPLEMENTAR	POR IMPLEMENTAR	40	ELEKTRA	MONTE OSCURO			
						<b>TOTAL</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>GRAN TOTAL</b>							<b>86.04</b>	<b>22.22</b>

## Capítulo 4: Criterios Técnicos

El Sistema Interconectado Nacional debe cumplir con las normas de calidad de servicio contenidas en el Título VI: Normas de Diseño del Sistema de Transmisión del “Reglamento de Transmisión”.

### NIVELES DE TENSIÓN

#### ESTADO ESTABLE

En condiciones de estado estable de operación, los prestadores del Servicio Público de Transmisión, deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión:

Nivel de Tensión	Vigencia de la norma:	
	Periodo 4 A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	Periodo 5 A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 5.0 %	± 5.0 %
230 kV	± 3.0 %	± 5.0 %

Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, los que prestan el Servicio de Transmisión deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión:

## CONTINGENCIA

Nivel de Tensión	Vigencia de la norma:	
	Periodo 4 A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	Periodo 5 A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 7.0 %	± 7.0 %
230 kV	± 5.0 %	± 7.0 %

Se entiende por contingencia simple a aquellas fallas que afecten un solo elemento serie del Sistema Principal de Transmisión.

### CRITERIO DE CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las capacidades de las líneas de transmisión deben cumplir con las normas publicadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) en el Reglamento de Operación, Tomo II, Manual de Operación y Mantenimiento.

MOM.1.38 Criterio de Cargabilidad Normal en líneas. Las líneas de transmisión no deberán operarse a más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema. Por criterios de seguridad de áreas o estabilidad, debidamente justificados con estudios de red, se podrá establecer un límite menor.

MOM.1.39 Criterio de Cargabilidad en emergencia en líneas. En condiciones de emergencia las líneas podrán ser sobrecargadas por periodos máximos de quince (15) minutos. Se permite que los conductores operen a una temperatura máxima de 90°C pero limitada a un tiempo total de 300 horas durante su vida útil.

### 3.3 CRITERIOS ADICIONALES

Adicionalmente se considerará, para los efectos del estudio, que los demás elementos del SIN cumplen con las premisas básicas de operación establecidas en el Capítulo vii.2: OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO, del REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, esto es:

Las empresas de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 kV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los siguientes “valores tolerados” del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple:

HORARIO	Vigencia de la norma:		
	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4
	A partir del 1 de enero de 2003 hasta el 30 de abril de 2005	A partir del 1 de mayo de 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006	A partir del 1 de enero de 2007
Horas de Valle Nocturno de: 10:00 p.m. a 5:00 a.m.	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)
Resto del día	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.90(+)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)

Nota: 0.XX(-) indica un factor de potencia atrasado (inductivo).  
 0.YY(+) indica un factor de potencia adelantado (capacitivo).

Las empresas generadoras deberán operar sus centrales dentro de los límites fijados por sus curvas de capacidad, a los efectos de suministrar o absorber la potencia reactiva que resulte de una correcta y óptima operación del sistema eléctrico. Las empresas generadoras están obligadas a cumplir con los siguientes requerimientos:

- a) Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración.
- b) Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos.
- c) Mantener la tensión en barras que le solicite el Centro Nacional de Despacho, dentro de su zona de influencia de acuerdo a la normativa vigente.
- d) El no cumplimiento de estas prestaciones significará la aplicación de un recargo de acuerdo a la metodología descrita en el presente Reglamento.

Se proponen entonces criterios básicos para la operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Para establecer estos criterios técnicos se ha tomado como referencia lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

### **Estado Estacionario**

1. La tensión en barras, para cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes, no debe ser inferior al 95%, ni superior a 105% del valor nominal de operación.
2. Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidora y grandes clientes, la tensión no debe ser inferior al 93%, ni superior a 107% del valor nominal de operación.
3. Con posterioridad a la ocurrencia de cualquier contingencia en el Sistema Principal de Transmisión, se deberá asegurar en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidora y grandes clientes, que la tensión no debe ser inferior al 85%, ni superior a 120% del valor nominal de operación, con una duración de un minuto contado a partir de la contingencia.
4. La tensión máxima permitida en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será de 1.15 p.u.
5. No se permiten sobrecargas en las líneas ni en los transformadores. La cargabilidad de los transformadores se determina por su capacidad nominal en MVA.

### **Estabilidad**

1. El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión; con despeje de la falla por operación normal (en interruptores de 230 kV 66 mseg, y en interruptores de 115 kV 150 mseg) de la protección principal.
2. Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 500 ms.
3. Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, las tensiones en las barras del Sistema de Transmisión deben estar en el rango de 0.93 a 1.07 p.u.
4. Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema, deberán ser amortiguadas.
5. No se permiten valores de frecuencia inferiores a 58.0 Hz ni mayores a 62 Hz durante los eventos transitorios. La consideración de 58.0 Hz se

debe a que las Maquinas Térmicas del SIN están configuradas en este valor.

6. En caso de contingencia en una de las líneas, se permite la sobrecarga en las demás líneas del sistema hasta 20 minutos para permitir redespacho que alivie estas sobrecargas.
7. Al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores, el cambio de la tensión en el transitorio, deberá ser inferior a 5% de la tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación.
8. La generación o absorción de potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente hasta un máximo de 30 segundos de ocurrida la contingencia. El objetivo es evitar sobrecargas sostenidas que puedan sacar de operación las unidades de generación.

# Capítulo 5: Metodología

## 5.1 DETERMINACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

En la Figura 5.1 se muestra el flujograma de la metodología específica con la cual se determina el plan de análisis de transmisión.

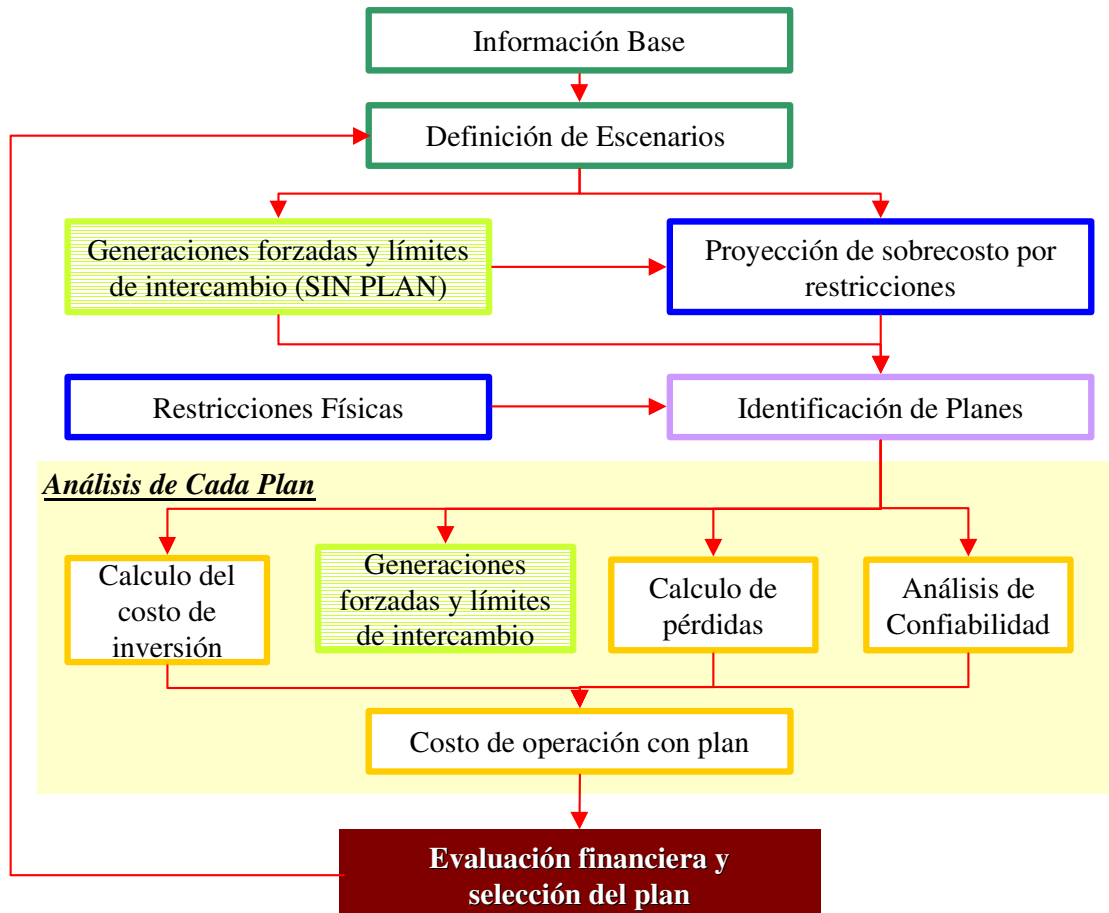


Figura 5.1 Flujograma del análisis de Largo Plazo

### 5.1.1 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Para iniciar con el análisis de expansión de transmisión es necesario determinar cual será la composición demanda/generación del sistema al cual se le va a determinar su plan de transmisión óptimo. Esta composición que se denomina “escenario” es el resultado de estudios macroeconómicos, que sirven de insumo para el análisis de la transmisión. Adicionalmente a la demanda, los planes indicativos de generación también determinarán escenarios a los cuales se les harán los análisis eléctricos, energéticos y de confiabilidad con el objeto de determinar el plan de óptimo de transmisión en cada caso.

Al definir escenarios se pretende estimar cómo será el crecimiento esperado del sistema para que al final del análisis se logre encontrar un plan de expansión robusto, que permita un óptimo desempeño del sistema frente a los posibles cambios que puedan darse debido a cambios en las condiciones económicas.

Como se sabe, ante un alto crecimiento de la demanda las necesidades de generación se incrementan, lo cual implica mayores inversiones en transmisión. El poder definir escenarios con buen criterio es una tarea que fija los parámetros de la solución que ha de encontrarse. Entre mejor sustentados sean los escenarios mejor será la calidad en la solución del plan de expansión de transmisión, evitando sobrecostos de inversión innecesarios.

Se han definido 5 escenarios a ser considerados en el estudio, los cuales incluyen los planes indicativos de generación elaborados en el plan de expansión de generación 2007.

### 5.1.2 GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO (SIN PLAN)

Mediante análisis eléctricos se calculan cuales son las restricciones aplicables al sistema por efecto de no disponer de refuerzos de transmisión, pese a que la demanda y generación se vayan incrementado. Las restricciones encontradas se representan en el modelo energético como límites de generación forzada y límites de intercambios entre áreas eléctricas, las cuales aplican para el horizonte de estudio en demanda máxima, media y mínima.

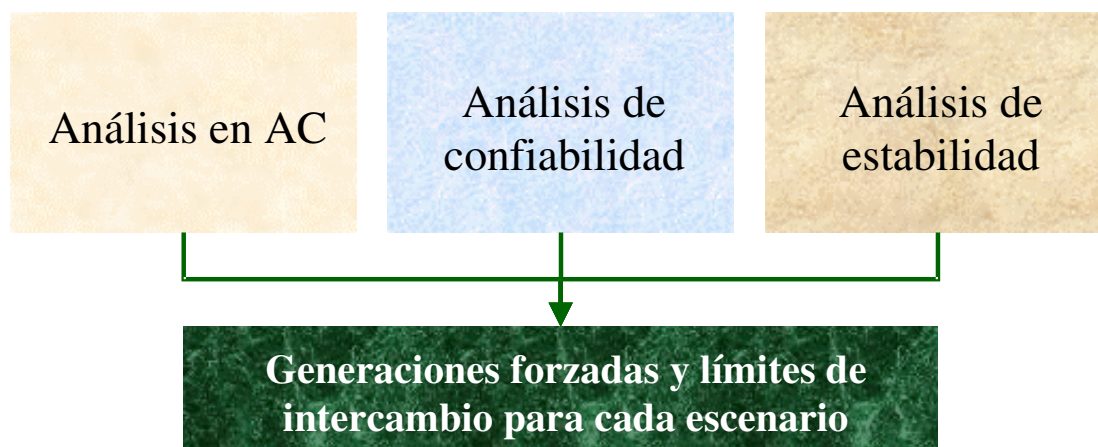


Figura 5.2 Evaluación de generaciones forzadas y límites de intercambio.



### 5.1.3 PROYECCIÓN DE COSTO OPERATIVO SIN PLANES

Con las restricciones encontradas en el numeral 5.1.2 se procede a simular la operación con el modelo energético SDDP y se obtiene el costo operativo total del sistema<sup>33</sup> sin plan de transmisión.

En resumen, esa proyección es una referencia de lo que costará la operación si no se realizan inversiones en el sistema de transmisión. La Figura 5.3 ilustra la proyección del costo operativo para un sistema sin plan de expansión.

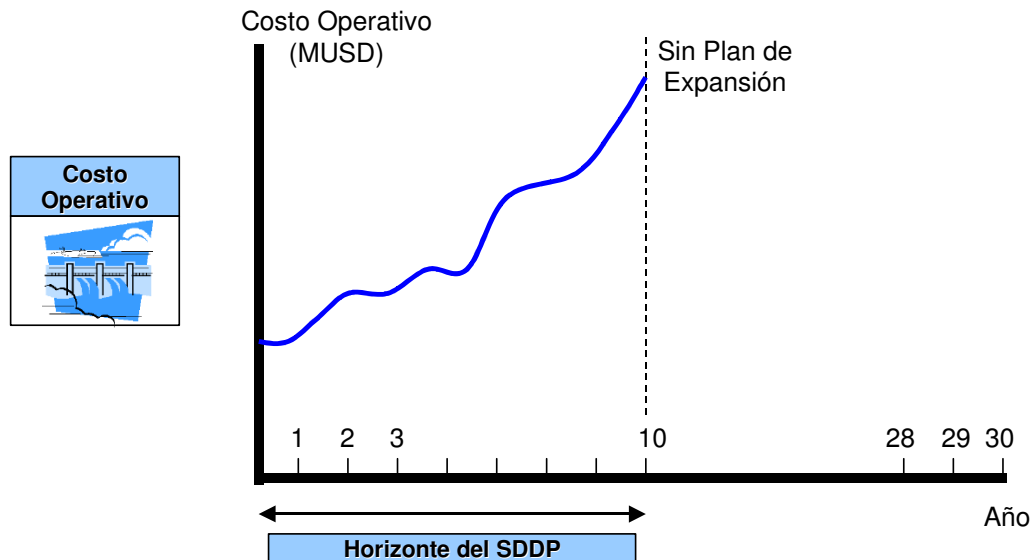


Figura 5.3 Costo operativo sin plan de expansión

### 5.1.4 VIABILIDAD DE LOS PROYECTOS

En esta etapa se hace un análisis de la viabilidad de implementar obras en la red de transmisión tales como nuevos circuitos, líneas paralelas y transformadores. La idea es encontrar refuerzos candidatos viables técnicamente y que se puedan construir en caso de ser requeridos. En sistemas reales muchas veces la solución óptima teórica no siempre puede implementarse, debido a restricciones físicas, ambientales, económicas o sociales, por lo cual una buena selección de candidatos permitirá analizar la expansión dentro de un conjunto de soluciones reales.

<sup>33</sup> El termino "costo operativo total del sistema" hace referencia al costo de operación térmica por atención a la demanda, más el costo del déficit que se presente, más las pérdidas del sistema.

### 5.1.5 MODELO DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO

El planeamiento de la expansión de la transmisión de largo plazo posee características que, visto desde la óptica de programación matemática, se puede ubicar dentro de los problemas de “gran complejidad”, de naturaleza combinatoria, no lineal y no convexo.

La manera de tratar ese problema convenientemente ha llevado a introducir algunas simplificaciones, buscando obtener buenas soluciones con un esfuerzo computacional moderado. Tales simplificaciones consisten, básicamente, en despreciar el efecto de la distribución de flujos debidos a la segunda Ley de Kirchoff y hacer uso de artificios tratando de reducir el número de variables enteras.

Con esas simplificaciones es posible obtener óptimos locales con base en algoritmos convencionales tipo “branch-and-bound” y descomposición de Benders. Con todo, dependiendo del problema, se desea obtener soluciones con mejor calidad dada la magnitud de los costos de decisión asociados. En esos casos, para la solución del problema se han implementado múltiples algoritmos basados en heurísticas, que consiste en mezclar métodos de solución matemáticos convencionales con algoritmos de decisión basados en estructuras que imitan procesos físicos o bióticos que se ajustan al tipo de problema que trata la expansión de una red de transmisión.

Dentro de los métodos heurísticos aplicados al planeamiento de la transmisión se destacan los algoritmos de Enfriamiento Simulado (Simulated Annealing), Algoritmos Genéticos (Genetic Algorithm), Búsqueda Tabú (Tabu Search) y GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure), todos los métodos anteriores han demostrado ser eficaces en la calidad de las soluciones que pueden encontrar, y su aplicación práctica se ha analizado en gran cantidad de publicaciones especializadas en el tema

En general, los métodos de planeación basados en modelos matemáticos o metaheurísticos buscan encontrar planes de expansión óptimos que minimicen los costos de inversión y cumplan con criterios operativos y de calidad. No se desconoce que hay proyectos clave que se evidencian fácilmente como necesarios para la expansión de un sistema, además los modelos desarrollados para planeación son un soporte para las decisiones y dan elementos de juicio que en el largo plazo apoyan o descalifican la proposición de proyectos, buscando que sean útiles tanto en el corto como en el largo plazo.

Para el caso particular del sistema de transmisión, en la identificación de planes se utiliza un modelo desarrollado por ISA basado en Búsqueda Tabú, el cual ha sido probado en el análisis de plan de expansión en Colombia; Perú, El Salvador, Panamá y estudios de conexión de nuevos generadores al sistema.

### 5.1.6 PROCESO DE IDENTIFICACIÓN DE PLANES

En la Figura 5.4 se presenta el flujograma de la etapa de identificación de planes la cual se describe a continuación.

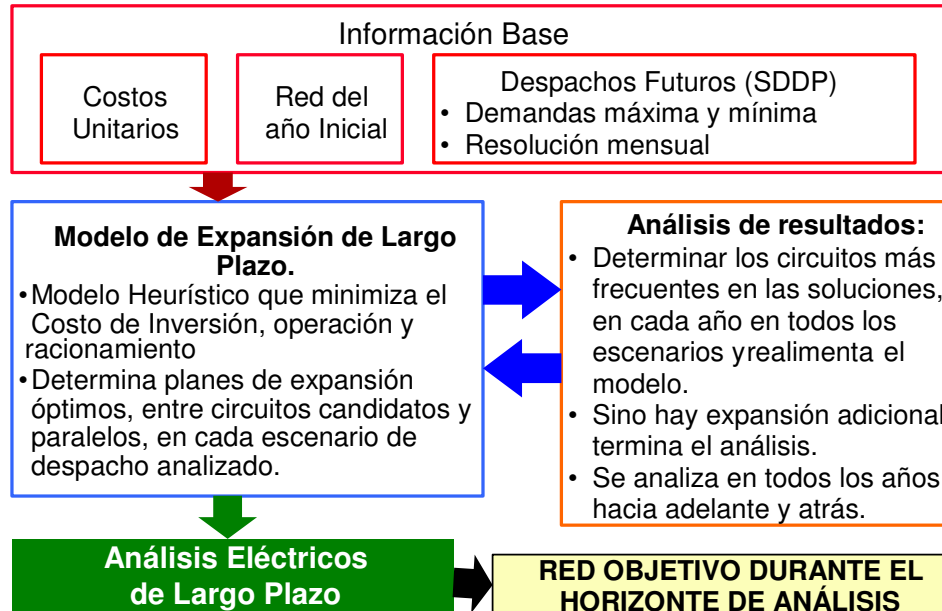


Figura 5.4 Identificación de Planes

#### Información base:

A partir de un escenario demanda/generación establecido se realiza un análisis energético ideal mediante el SDDP, es decir, sin red ni restricciones con el fin de determinar los despachos de generación óptimos del sistema para cada año, estación<sup>34</sup>, demanda<sup>35</sup> y serie hidrológica del horizonte de estudio, siendo que se analizan 50 series hidrológicas diferentes.

Adicionalmente, dentro de la información inicial se incluyen todos los candidatos que eventualmente podrían entrar como refuerzo de la transmisión, conteniendo las especificaciones eléctricas del candidato, tales como terminales donde se conectaría, reactancia, capacidad y su costo de inversión.

La forma como se utiliza el modelo para encontrar los planes de transmisión es la siguiente:

- a) Modelo de Expansión de Largo Plazo: La descripción detallada del algoritmo de solución se incluye dentro del Anexo 31 de Herramientas de Cálculo. Para cada año, estación, demanda y serie hidrológica en el horizonte de estudio se

<sup>34</sup> El termino estación hace referencia a la condición de Invierno o Verano.

<sup>35</sup> Se analizan demanda máxima y mínima

corre el modelo con el fin de determinar el plan de expansión de mínimo costo que permite cumplir con cada despacho ideal simulado<sup>36</sup>.

Esto implica que para cada año analizado se obtienen 200 planes de expansión, correspondientes a igual número de despachos ideales: 100 en invierno<sup>37</sup> y 100 en condición de verano.

El modelo entrega un archivo con la frecuencia (o porcentaje de participación) que cada candidato tiene en la solución del total de despachos analizados para cada demanda. Por ejemplo, un circuito que aparece con una frecuencia de 70% en invierno y demanda máxima implica que fue parte de la solución de 35 despachos ideales para esa demanda.

- b) Análisis de Resultados: A partir de las frecuencias encontradas para cada candidato en cada demanda se hace un cálculo de la frecuencia ponderada del refuerzo. Este cálculo busca “filtrar” la frecuencia de aparición del candidato en la solución final para cada año.

Para aclarar lo anterior se presenta el siguiente ejemplo: En un año dado, para la estación de invierno, el circuito candidato 1 aparece con una frecuencia de solución de 100% en máxima, 50% en media y 0% en mínima, mientras que el candidato 2 tiene una frecuencia de solución de 0% en máxima, 50% en media y 100% en mínima. Suponiendo que la demanda máxima, media y mínima tienen una duración del 2,42%, 66.67% y 30.91% respectivamente. La frecuencia de solución ponderada para el circuito 1 y 2 estará dada por el siguiente cálculo:

$$P1\% = \frac{100 \times 2.42 + 50 \times 66.67 + 0 \times 30.91}{100} = 35.75\%$$

$$P2\% = \frac{0 \times 2.42 + 50 \times 66.67 + 100 \times 30.91}{100} = 64.24\%$$

Por lo tanto, se identifica que el circuito 1 tiene una participación de 35% en la solución del plan de expansión de ese año en condición de invierno mientras que el circuito 2 aparece en el 64% de las soluciones. La Figura 5.5 ilustra los pasos a) y b) de este procedimiento.

<sup>36</sup> Los despachos ideales calculados a partir de las series hidrológicas son un resultado del SDDP, y son datos de entrada para el modelo de expansión.

<sup>37</sup> En cada estación se analizan las 3 demandas para 50 series hidrológicas, lo cual suma un total de 150 despachos.

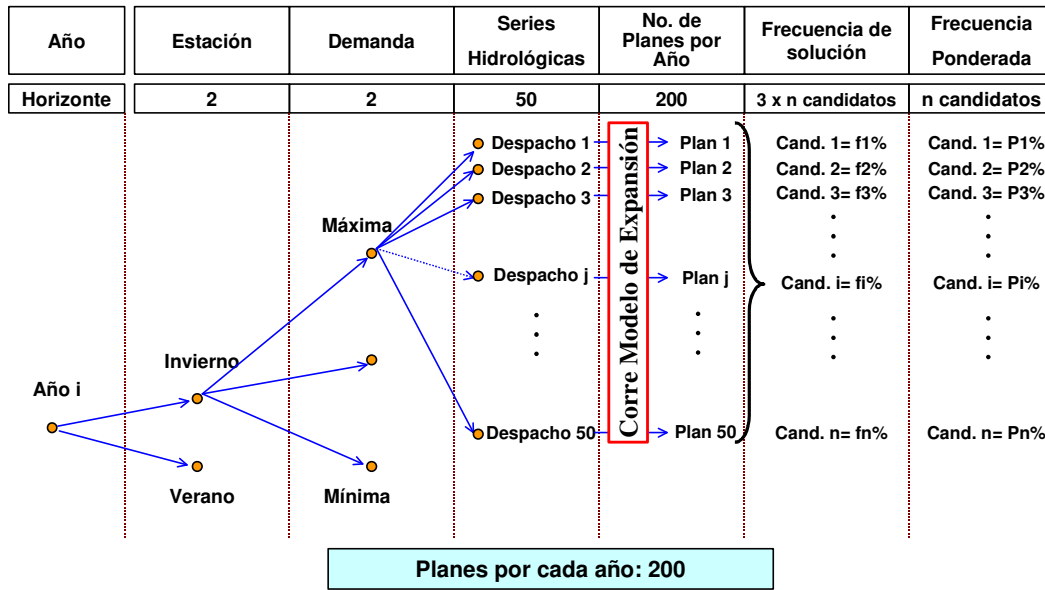


Figura 5.5 Frecuencia de los candidatos en la solución por cada año

Mediante los pasos a) y b) se determina la frecuencia ponderada de participación de cada circuito candidato en la solución del plan de expansión de cada año.

Luego, se revisa el resultado de todos los años de manera que se logre identificar una tendencia en la entrada de refuerzos, configurando de esta forma el plan de expansión base que contiene los circuitos candidatos que participan en la mayoría de las soluciones. La Figura 5.6 ilustra un ejemplo de identificación de plan de expansión base.

Frecuencias Ponderadas para cada Candidato en Cada Año					
Año 1	Año 2	Año 3	...	Año i	Año final
n candidatos	n candidatos	n candidatos	n candidatos	n candidatos	n candidatos
Cand. 1= 30%	Cand. 1= 50%	Cand. 1= 70%	...	Cand. 1= 70%	Cand. 1= 80%
Cand. 2= 10%	Cand. 2= 20%	Cand. 2= 40%	...	Cand. 2= 50%	Cand. 2= 45%
Cand. 3= 10%	Cand. 3= 15%	Cand. 3= 15%	...	Cand. 3= 50%	Cand. 3= 72%
Cand. 4= 40%	Cand. 4= 74%	Cand. 4= 45%	...	Cand. 4= 10%	Cand. 4= 0%
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Cand. 9= 15%	Cand. 9= 30%	Cand. 9= 42%	...	Cand. 9= 50%	Cand. 9= 55%
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Cand. n= 8%	Cand. n= 40%	Cand. n= 20%	...	Cand. n= 40%	Cand. n= 20%

Figura 5.6 Identificación del plan de expansión base

Para la identificación de la tendencia se utiliza un primer criterio básico que puede ser modificado por el analista y que en general da buen resultado y es el siguiente:

- Frecuencia de solución baja: Menor a 34%, indica que el circuito candidato participa poco en la solución entregada por el modelo de expansión;
- Frecuencia de solución media: Entre 35% y 65%, indica que el circuito candidato ya es interesante dentro de la solución.
- Frecuencia de solución alta: Mayor a 65%, el circuito candidato participa frecuentemente en la solución entregada por el modelo, y su inclusión en el sistema debe considerarse.

Para el ejemplo, se identifica claramente que el candidato 1 debe revisarse incluyéndolo dentro del sistema desde el año 2.

Los candidatos 2 y 9 presentan un comportamiento similar, puede darse el caso de que sean excluyentes, es decir, se podría estar comparando un circuito de simple terna con otro de doble terna conectando las mismas estaciones terminales; o podrían ser circuitos independientes. En cualquier caso se debe analizar la entrada de los candidatos 2 y 9 desde el año 3.

El candidato 3 solo aparece con frecuencia media a partir del año  $i$ , por lo cual se debe analizar a partir de ese año.

El candidato 4 es un caso típico de línea necesaria para una condición temporal del sistema. Si la expansión de la transmisión se basara solo en señales marginales de corto plazo éste candidato sería seleccionado, pero en el futuro su utilización sería muy baja, lo cual desoptimiza la expansión formando parte de los llamados "Stranded Costs" o costos hundidos del sistema. Tanto para éste candidato como para el  $n$  no se recomienda su inclusión dentro del plan base.

Finalmente, se realiza un nuevo análisis desde el paso a) pero incluyendo dentro de la red inicial del plan de expansión base. Con este nuevo análisis se revisa el efecto que tiene éste plan en el sistema, verificando que efectivamente cumple con condiciones de economía de escala. Lo anterior se verifica cuando al correr de nuevo el modelo no se encuentra la necesidad de nuevos refuerzos.

### **5.1.7 ANÁLISIS ELECTRICOS DE CORTO Y LARGO PLAZO**

Partiendo del plan base se realizan estudios eléctricos de detalle, con el fin de mejorar la solución encontrada. El objetivo de este análisis es revisar desde el punto de vista de AC la solución que se obtuvo del modelo de expansión que es en DC y complementarla. Por ejemplo, es posible que el modelo de expansión presente como solución una línea que por costo haya sido seleccionada, pero que al analizarla mediante estudios detallados se verifique que el sistema tiene un mejor desempeño si esa línea se conecta a un mayor nivel de tensión o requiera compensación, etc.

A partir de los procedimientos anteriores se logra determinar un plan de expansión preliminar que luego se evaluará desde el punto de vista energético y financiero.

### 5.1.8 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

#### OBJETIVO

Evaluar la confiabilidad del sistema de transmisión de ETESA en conjunto con el sistema de generación del Sistema Interconectado Nacional para el horizonte de corto plazo 2008 – 2013 a partir de las estadísticas de fallas de las respectivas líneas y generadores actualizadas a Noviembre de 2006.

#### INFORMACIÓN UTILIZADA

#### DEMANDA

En la Tabla 5.1 se presenta un resumen del pronóstico de demanda, tanto en energía como potencia, del horizonte 2007 a 2021.

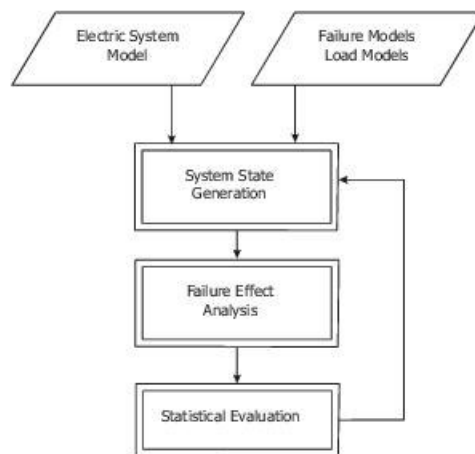
**Tabla 5.1 Proyección de Demanda: Período 2008 - 2022**

Año	Demanda de Energía GWh	Tasa de Crecimiento %	Demanda de Potencia MW	Tasa de Crecimiento %
2007	6166.42	4.94	995.59	4.94
2008	6505.07	5.49	1050.27	5.49
2009	6913.54	6.28	1115.50	6.21
2010	7278.66	5.28	1173.65	5.21
2011	7651.04	5.12	1232.90	5.05
2012	8032.73	4.99	1293.57	4.92
2013	8425.52	4.89	1355.95	4.82
2014	8829.39	4.79	1420.03	4.73
2015	9261.92	4.90	1488.63	4.83
2016	9718.79	4.93	1561.06	4.87
2017	10201.55	4.97	1637.54	4.90
2018	10710.85	4.99	1718.19	4.92
2019	11247.58	5.01	1803.12	4.94
2020	11811.91	5.02	1892.37	4.95
2021	12404.64	5.02	1987.33	5.02

#### METODOLOGÍA

El proceso de valoración de los índices de confiabilidad, básicamente comprende los siguientes pasos:

- Modelamiento de fallas
- Generación de estados del sistema
- Análisis del efecto de fallas (FEA)
- Análisis estadísticos



**Figura 5-7**  
**Diagrama de flujo**  
**básico**

Los modelos de falla describen la manera en la cual pueden fallar los componentes del sistema, con qué frecuencia fallan, y cuánto tiempo en promedio toma restablecerlos.

La combinación de una o más fallas simultáneas se denomina “estado del sistema”. El módulo de generación de estados del sistema usa los modelos de falla para construir una lista de estados del sistema relevantes. Cada uno de estos estados del sistema puede involucrar una o más fallas. La tarea del módulo de análisis de efecto de falla consiste en analizar los estados del sistema en falla imitando las reacciones del sistema a estas fallas, para una demanda determinada.

La tarea básica del FEA es determinar si las fallas del sistema ocasionarán desconexiones o racionamientos de demanda y, cuando este sea el caso, cuáles demandas serán deslastradas y por cuánto tiempo.

Los resultados del FEA son combinados con los datos entregados por el módulo de generación de estados del sistema para actualizar las estadísticas. Los datos de estados del sistema describen la frecuencia y duración esperadas de ocurrencia de cada estado del sistema.

### MODELOS ESTOCÁSTICOS

Un modelo estocástico describe cómo y con qué frecuencia cambia un objeto determinado. Existen varias formas para definir un modelo estocástico. Un modelo altamente simplificado y generalmente usado es el conocido como “Modelo Homogéneo de Markov”.



Un modelo homogéneo de Markov con dos estados se define por:

Una constante de tasa de falla:  $\lambda$

Una constante de tasa de reparación:  $\mu$

Estos dos parámetros pueden ser usados para calcular:

Tiempo medio para fallar:  $TTF = 1/\lambda$

Tiempo medio para reparación:  $TTR = 1/\mu$

Disponibilidad:  $P = TTF / (TTF + TTR)$

Una particularidad del modelo homogéneo de Markov es que carece de memoria. Esto significa que, si se ha efectuado un mantenimiento preventivo para mejorar la confiabilidad de un componente, este modelo no hace ninguna diferencia si el último mantenimiento fue realizado hace una semana o hace cinco años. La probabilidad de falla para este componente en el siguiente período de tiempo será igual en todos los casos.

El efecto de cambiar mantenimientos preventivos puede, por tanto, no ser calculado cuando se emplea el modelo homogéneo de Markov. Esta carencia de memoria hace también que todas las reparaciones tengan el mismo comportamiento, excepto por su duración promedio, lo que significa que usando un modelo homogéneo de Markov sólo es posible determinar las duraciones promedio.

Todas las funciones de valoración de confiabilidad en DlgSILENT están basadas en el modelo Weibull-Markov (WM), el cual es un modelo estocástico más avanzado que tiene las siguientes características:

Usa la **distribución Weibull** para todas las duraciones estocásticas. Esta distribución usa un factor de forma y una característica de tiempo. Ajustando el parámetro de forma " $\beta$ " en 1, la distribución Weibull se convierte en una distribución exponencial y, de esta forma, el modelo WM se convierte en un modelo homogéneo de Markov. La ventaja de la distribución Weibull es precisamente que con ella pueden representarse otras distribuciones (normal, log-normal, etc.), simplemente ajustando el factor de forma.

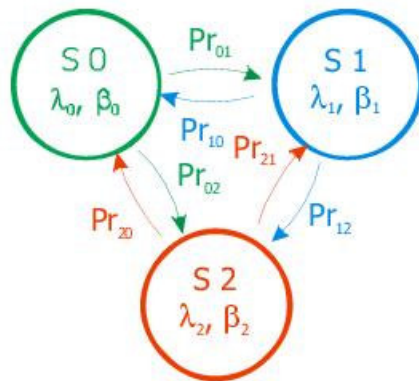
$$f(t) = \frac{\beta t^{\beta-1}}{\alpha^\beta} e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta}$$

Donde:  
 $\alpha$  es el parámetro de escala  
 $\beta$  es el parámetro de forma

El modelo WM es por tanto 100% compatible con el modelo homogéneo de Markov, de manera que los datos de este último modelo pueden ser usados directamente sin necesidad de conversiones.

Permite evaluar eficientemente los efectos de mantenimientos y envejecimiento de equipos.

Permite el rápido y correcto cálculo de los costos de interrupción, cuando estos se calculan con base en las duraciones de las interrupciones.



**Figura 5.8**  
**Modelo Weibull-Markov**  
**para tres estados**

La Figura 5.8 muestra todos los parámetros que se necesitan para definir un modelo WM. Si este ejemplo describiera el comportamiento de un generador, entonces:

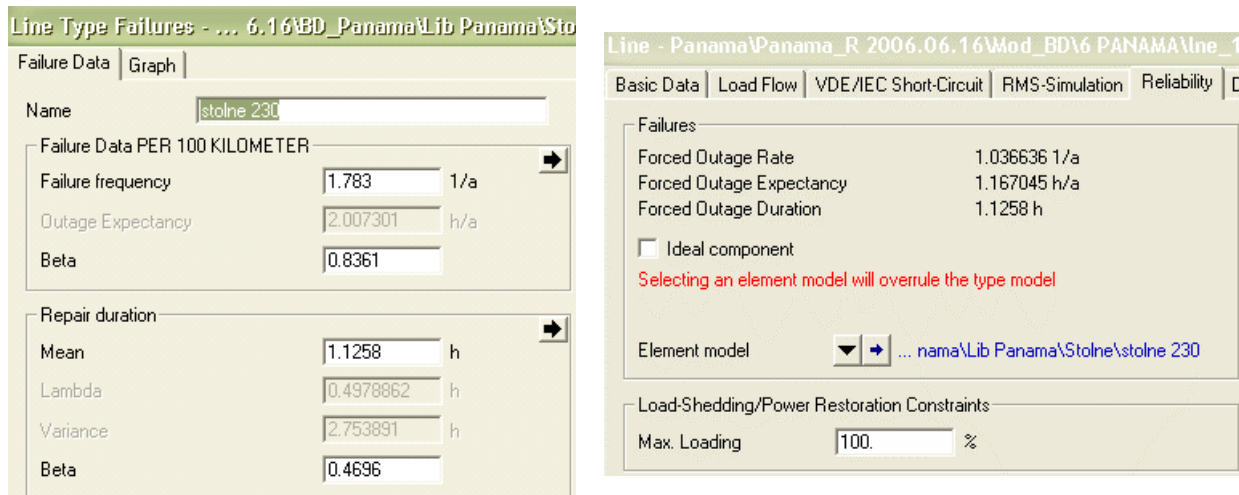
El estado S0 podría referirse al estado con 100% de capacidad.

El estado S1 podría referirse un estado de capacidad reducida.

El estado S2 podría referirse al estado de reparación.

Los parámetros “ $\lambda$ ” y “ $\beta$ ” son usados para definir las duraciones estocásticas de cada estado. Las “probabilidades de transición (Pr)” definen la probabilidad que tiene el generador para cambiar de un estado a otro. La probabilidad  $Pr_{01}$ , por ejemplo, es igual a la fracción de fallas donde el generador no es disparado sino que permanece en línea con una capacidad reducida.

## MODELO DE FALLAS EN LÍNEAS

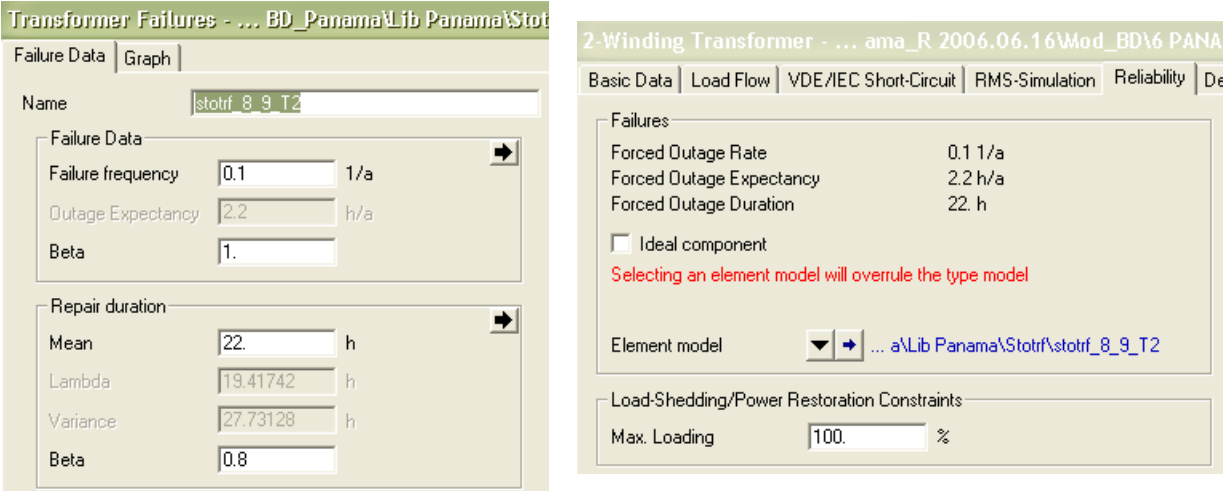


**Figura 5.9**  
**Modelo Weibull-Markov para fallas en líneas**

Este modelo usa una frecuencia o expectativa de falla por unidad de longitud. La duración de reparación es independiente de la longitud. Ambos, el tiempo para fallar y la duración de reparación, tienen un **factor de forma  $\beta$** . La expectativa de falla es igual al producto del tiempo promedio de reparación y la frecuencia de falla y es, por tanto, definida por unidad de longitud.

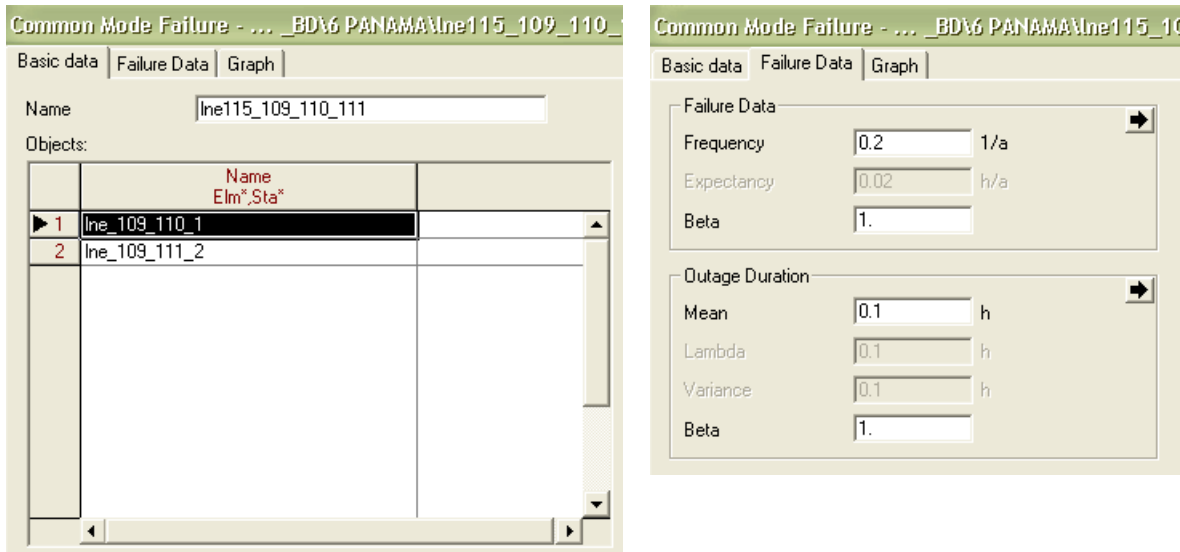
## MODELO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES

El modelo estocástico de fallas para transformadores, igual que para líneas, consta de dos estados: “*En servicio*” y “*Fuera de servicio*”. Los parámetros requeridos son entonces el número de fallas por año (frecuencia de falla), y el tiempo promedio de reparación (duración de reparación). Los parámetros  $\beta$  de la distribución Weibull para los dos estados, se estiman a partir de las estadísticas cronológicas de falla de cada componente.



**Figura 5.10**  
**Modelo Weibull-Markov para fallas en transformadores**

### MODELO DE FALLAS DE MODO COMÚN



**Figura 5.11**  
**Modelo Weibull-Markov para fallas de modo común**

Todos los componentes de modelos de falla son independientes. Dos o más elementos del sistema pueden compartir el mismo modelo de falla, pero su comportamiento de falla será independiente. Desde los modelos de falla, la expectativa de falla puede ser calculada como la fracción de tiempo promedio, o el tiempo promedio por año, durante el cual el elemento no está disponible.

Dos líneas paralelas en una misma torre o dos cables en un mismo ducto, normalmente compartirán los mismos datos de falla. La probabilidad de que

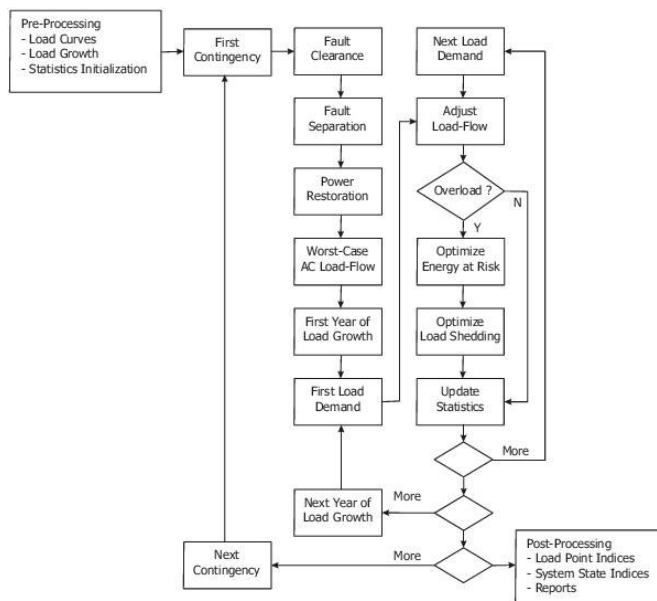
ambas líneas queden indisponibles al mismo tiempo será el producto de las probabilidades individuales, debido a que las fallas que ocasionan las indisponibilidades son independientes.

La doble contingencia, sin embargo, puede ser mucho más frecuente debido a causas que afectan ambas líneas. Ejemplos de tales causas son los relámpagos, tormentas, etc. La Figura 5.11 muestra el objeto usado en la herramienta DlgSILENT para representar tales causas de modo común. El modo común de fallas no cancela los modelos de falla individuales, pero sí suma en la indisponibilidad de todos los elementos listados al mismo tiempo.

## ENUMERACIÓN DE ESTADOS DEL SISTEMA

El método de enumeración analiza los estados relevantes del sistema uno por uno hasta un nivel de profundidad en la combinatoria de los elementos fallados seleccionado por el usuario. El primer nivel del conjunto de estados y a su vez el mínimo que evalúa el programa, incluye las líneas, generadores y transformadores y fallas de modo común a los cuales se les ha definido modelo de confiabilidad. Un segundo nivel incluye las combinaciones de dos elementos de los anteriormente indicados y un tercer nivel incluye las combinaciones de tres elementos de los primeramente indicados. Para el cálculo de los indicadores del sistema de Panamá sólo se utilizó el primer nivel de conjunto de estados.

El algoritmo de enumeración de estados puede incluir fallas independientes traslapadas, así como fallas de modo común y esquemas de mantenimiento. La Figura 5.12 muestra el diagrama de flujo completo para el proceso de valoración de confiabilidad por el método de enumeración de estados.



**Figura 5.12**  
**Algoritmo de enumeración**  
**de estados**

Una vez concluida la enumeración de estados, los casos analizados quedan disponibles para verificación por parte del analista. La Figura 5.13 muestra, por ejemplo, los re-despachos creados por el algoritmo al evaluar la contingencia en la línea “lne\_100\_115\_1A”.

	Name	O...	...	...	A...	...	...	Generator/E...	Active Power	Reactive Power
					h	m	s	ElmSym,Elm...	MW	MVA
lne230_100_103_1	Generator Re-Dispatch sym_106_M1	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_106_M1	3.48029	2.430642
lne230_11_148	Generator Re-Dispatch sym_106_M2	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_106_M2	3.48029	2.430642
lne230_1_3	Generator Re-Dispatch sym_106_M3	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_106_M3	3.48029	2.430642
lne230_1_5	Generator Re-Dispatch sym_107_M4	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_107_M4	3.48029	2.430642
lne230_3_100_115	Generator Re-Dispatch sym_107_M5	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_107_M5	3.48029	2.430642
lne230_5_8	Generator Re-Dispatch sym_107_M6	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_107_M6	0.70622	0.493229
lne230_8_148	Generator Re-Dispatch sym_116_P1	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_116_P1	2.47900	1.60727
lne_100_103_2A	Generator Re-Dispatch sym_116_P2	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_116_P2	2.47900	1.60727
lne_100_115_1A	Generator Re-Dispatch sym_116_P3	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_116_P3	2.47900	1.60727
lne_109_110_1	Generator Re-Dispatch sym_128_G3	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_128_G3	-0.22987	-0.131760
lne_109_111_2										
lne_11_148_1										
lne_11_148_2										
lne_11_14_9										

**Figura 5-13**  
**Eventos generados por el algoritmo de enumeración de estados**

El núcleo de la valoración de confiabilidad es el análisis de la reacción del sistema ante contingencias específicas. Este análisis es realizado por la función FEA (análisis de efecto de falla), la cual es una función aislada que puede ser iniciada separadamente.

Básicamente, este proceso consiste de cuatro pasos:

Aclaración de la falla

Aislamiento de la falla

Restauración del servicio

Eliminación de sobrecargas

El FEA para la valoración de una red puede realizarse con o sin eliminación de sobrecargas. La eliminación de sobrecargas se realiza calculando flujos de carga AC, para posteriormente buscar elementos de rama sobrecargados y efectuar deslastres de carga (o transferencias de carga previamente definidas) hasta eliminar las sobrecargas.

Para cada estado del sistema, una o más fallas estarán presentes en el sistema. Se asume que el sistema reacciona a las fallas con la inmediata apertura de uno o más interruptores de protección, seguido por una separación de la falla y la restauración del servicio al resto del área protegida.

## DESLASTRES DE CARGA

Se dispone de tres esquemas básicos de deslastre de carga:

### Deslastre Óptimo de Carga

Asume que todas las cargas pueden ser deslastradas a cualquier cantidad. El objetivo es entonces hallar un esquema de deslastre en el cual se racione la menor cantidad de demanda posible (potencia en riesgo). La función de valoración de confiabilidad usa índices de sensibilidad lineales para seleccionar aquellas cargas que tienen una mayor contribución al total de sobrecargas y realiza un proceso de optimización lineal que minimiza la cantidad total de demanda a racionar (potencia en riesgo). La energía en riesgo la obtiene de multiplicar la potencia en riesgo hallada por la duración del estado del sistema. La energía al riesgo total para todos los estados posibles del sistema es reportada al final del proceso como la energía del sistema en riesgo (SEAR).

### Deslastre Óptimo Prioritario de Carga

Se ejecuta una vez que ha sido determinada la potencia en riesgo y considera los niveles de prioridad previamente definidos para cada carga, realizando el proceso de optimización lineal sólo para las cargas con bajo nivel de prioridad.

### Deslastre Óptimo Discreto de Carga

Se ejecuta junto con el deslastre prioritario de carga. Este esquema considera el hecho de que cada carga sólo puede ser deslastrada en una cantidad fija de pasos, la cual debe definirse previamente para cada carga. El deslastre discreto de carga es calculado mediante la transformación del problema de optimización lineal en un problema de optimización discreto.

## ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Las valoraciones de confiabilidad de redes producen dos juegos de indicadores:

Indicadores del punto de carga

Indicadores del sistema

Los indicadores del punto de carga son calculados para cada punto de carga individual. Los indicadores del sistema son calculados a partir de la suma, el promedio o la ponderación de los indicadores de todos los puntos de carga.

**Convenciones**

$C_i$	Número de usuarios atendidos en el punto $i$
$A_i$	Número de usuarios afectados por una interrupción en el punto $i$
$Fr_k$	Frecuencia de ocurrencia de la contingencia $k$
$Pr_k$	Probabilidad de ocurrencia de la contingencia $k$
$C$	Número de usuarios en el sistema
$A$	Número de usuarios afectados en el sistema

**Indicadores de frecuencia y expectativa para los puntos de carga**

ACIF	Frecuencia de interrupción por usuario promedio	$ACIF_i = \sum_k Fr_k * frac_{i,k}$	1/a
ACIT	Tiempo de interrupción por usuario promedio	$ACIT_i = \sum_k Pr_k * frac_{i,k}$	h/a
LPIF	Frecuencia de interrupción del punto de carga	$LPIF_i = ACIF_i * C_i$	1/a
LPIT	Tiempo de interrupción del punto de carga	$LPIT_i = ACIT_i * C_i$	h/a
AID	Tiempo de interrupción del punto de carga	$AID_i = ACIT_i / ACIF_i$	h

Donde:

$i$	Índice de puntos de carga
$k$	Índice de contingencias
$frac_{i,k}$	Fracción de la carga racionada en el punto $i$ por la contingencia $k$ . Para cargas racionadas completamente, $frac_{i,k} = 1$ . En los demás casos, estará entre 0 y 1.

**Indicadores de frecuencia y expectativa para el sistema**

SAIFI	Frecuencia de interrupción promedio del sistema	$SAIFI = \frac{\sum ACIF_i * C_i}{\sum C_i}$	1/C/a
CAIFI	Frecuencia de interrupción promedio por usuario	$CAIFI = \frac{\sum ACIF_i * C_i}{\sum A_i}$	1/A/a
SAIDI	Duración de interrupción promedio del sistema	$SAIDI = \frac{\sum ACIT_i * C_i}{\sum C_i}$	h/C/a
CAIDI	Duración de interrupción promedio por usuario	$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$	h
ASUI	Disponibilidad de servicio promedio	$ASUI = \frac{\sum ACIT_i * C_i}{8760 * \sum C_i}$	
ASAI	Indisponibilidad de servicio promedio	$1 - ASUI$	



**Indicadores de energía para los puntos de carga**

LPENS <sub>i</sub>	Energía no suministrada del punto de carga	$LPENS_i = ACIT_i * (Pd_i + Ps_i)$	MWh/a
LPEAR <sub>i</sub>	Energía en riesgo del punto de carga	$LPEAR_i = ACIT_i * (Pr_i)$	MWh/a
LPES <sub>i</sub>	Energía racionada del punto de carga	$LPES_i = ACIT_i * (Ps_i)$	MWh/a

Donde:

$Pd_i$	Promedio ponderado de potencia desconectada en el punto de carga <i>i</i>
$Pr_i$	Promedio ponderado de potencia en riesgo en el punto de carga <i>i</i>
$Ps_i$	Promedio ponderado de potencia racionada en el punto de carga <i>i</i>

**Indicadores de energía para el sistema**

ENS	Energía no suministrada	$ENS = \sum LPENS_i$	MWh/a
SEAR	Energía del sistema en riesgo	$SEAR = \sum LPEAR_i$	MWh/a
SES	Energía del sistema racionada	$SES = \sum LPES_i$	MWh/a
AENS	Energía promedio no suministrada	$AENS = \frac{ENS}{\sum C_i}$	MWh/C/a
ACCI	Índice de racionamiento promedio por usuario	$AENS = \frac{ENS}{\sum A_i}$	MWh/A/a

**5.1.9 CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN**

El costo del plan corresponde al Valor Presente Neto (VPN) de la suma de la inversión de los proyectos que lo conforman, calculado para una tasa de retorno del 10 y 12% anual y un horizonte de 30 años. La Anualidad de Operación y Mantenimiento (AOM) de cada proyecto es el 2.18% de su costo de inversión. La Figura 5.9 ilustra el flujo de caja del costo de inversión de un plan.

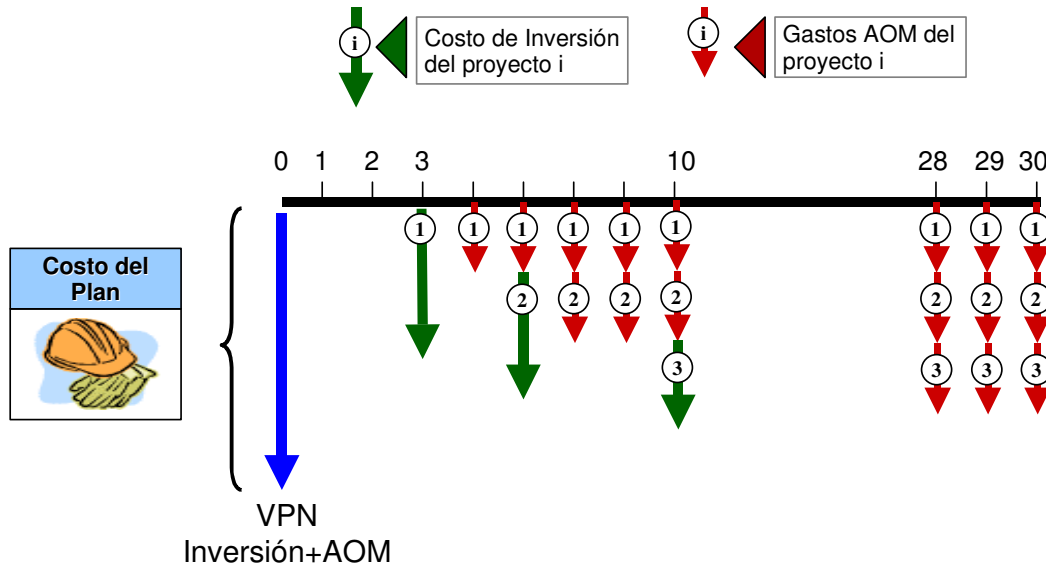


Figura 5.14 Flujo de caja de los costos del Plan

### 5.1.10 GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO CON PLAN

Para cada plan y cada año durante el horizonte de estudio se calculan las restricciones del sistema, representadas por las generaciones forzadas por seguridad y los límites de intercambio teniendo en cuenta los refuerzos de transmisión. Esto se realiza mediante el análisis eléctrico.

La nueva condición de restricciones encontradas debidas a cada plan se representan en el modelo energético como disminución en los límites de generación forzada y límites de intercambios entre áreas eléctricas con respecto al caso sin expansión de transmisión.

### 5.1.11 COSTO DE OPERACIÓN CON PLAN

Con las nuevas restricciones encontradas en el numeral 5.1.10 se procede a simular la operación con el modelo energético SDDP y se obtiene el costo operativo total del sistema con plan de transmisión tal como se ilustra en la Figura 5.15.

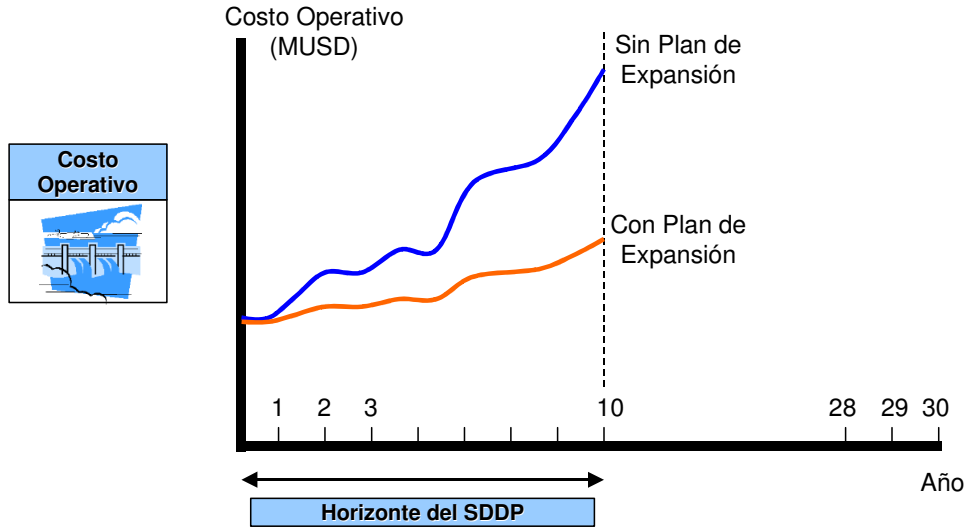


Figura 5.15 Costo operativo con plan de expansión

La diferencia entre costos operativos del caso sin proyectos con el caso con plan de expansión representa los beneficios del plan analizado. En vista de que en el ejemplo el horizonte de simulación es solo de 10 años se toma como beneficios terminales la diferencia entre los costos operativos sin plan con el costo operativo con plan. La Figura 5.16 ilustra como se calculan los beneficios por ahorro operativo para un caso con horizonte de simulación de 10 años.

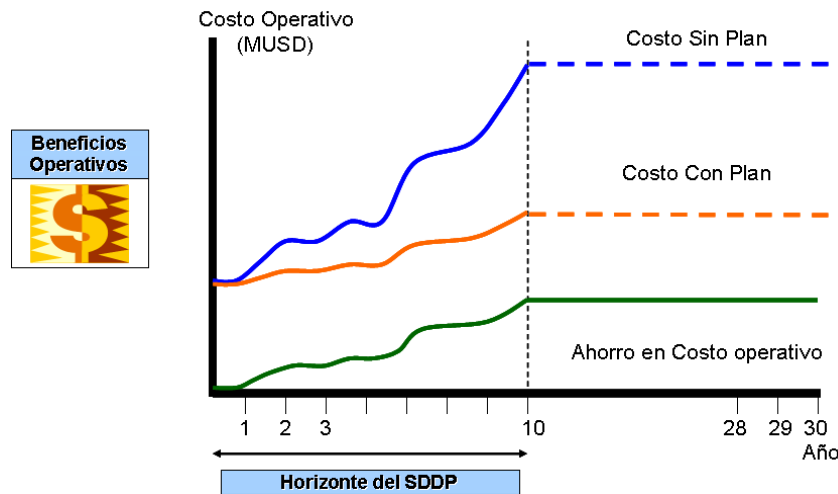


Figura 5.16 Cálculo de beneficios por ahorro operativo

Es importante anotar que los beneficios de un plan para un sistema hidrotérmico dependen de la condición hidrológica que se presente, lo cual puede ser muy variable.

En particular, para el cálculo de beneficios por ahorro en costo operativo del sistema Panameño se realiza un análisis para 50 series hidrológicas diferentes

durante el horizonte de 10 años. La Figura 5.17 ilustra un ejemplo del cálculo de la relación B/C de un plan de expansión para una serie hidrológica dada.

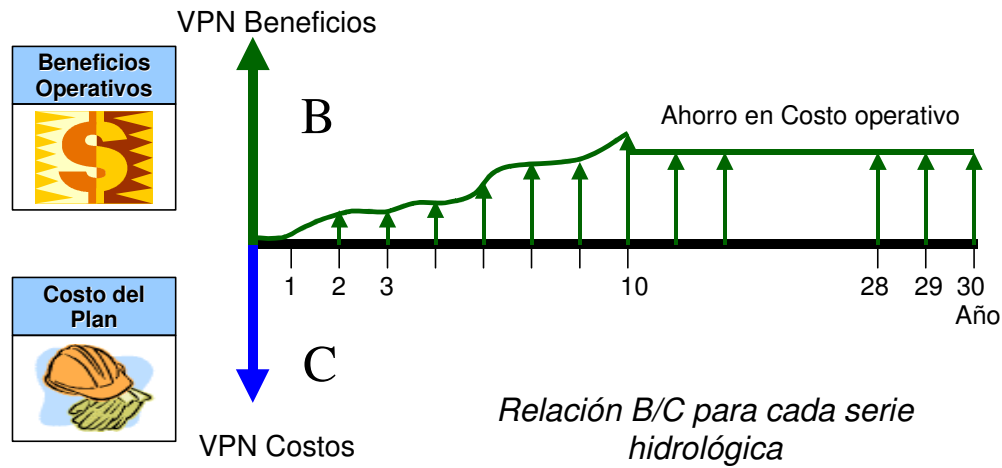


Figura 5.17 Cálculo de la relación B/C por serie

De esta forma se obtienen 50 relaciones B/C las cuales se presentan como una curva de probabilidad acumulada similar a la presentada en la Figura 5.18. Para el ejemplo de la figura se obtiene una relación  $B/C > 1$  en un 70% de los casos, nunca inferior a 0.5 ni superior a 2.0.

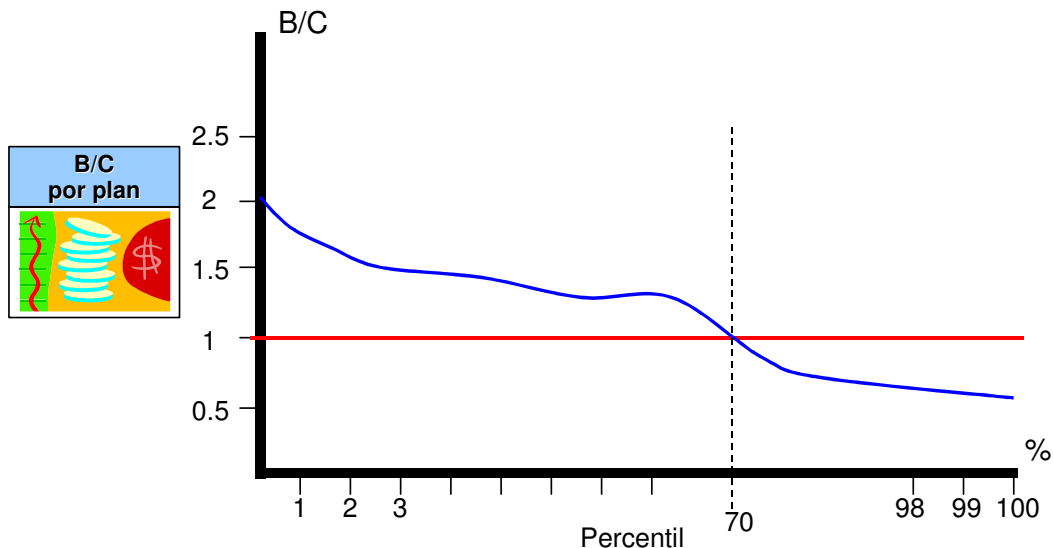


Figura 5.18 Curva de probabilidad acumulada B/C

Para cada plan se calculan las pérdidas en demanda máxima, media y mínima, las cuales se restan de las pérdidas obtenidas para el caso sin refuerzos. Esa

diferencia es un beneficio adicional asociado a la expansión de la red. El costo de las pérdidas se valora de acuerdo al costo marginal de demanda<sup>38</sup> que corresponde con el precio “spot” del sistema.

### 5.1.12 EVALUACIÓN FINANCIERA Y SELECCIÓN DEL PLAN

Como se mencionó anteriormente el resultado de un plan de expansión depende en buena medida del escenario demanda/generación seleccionado. Al determinar un plan, se debe analizar como será el desempeño de ese plan frente a otros escenarios, de manera que se pueda establecer el impacto que se tendría en el sistema si no se cumple el escenario base. En términos generales el beneficio promedio de un plan está dado por:

$$\text{Beneficios Plan}_i = \text{Ahorro Operativo}_i + \text{Ahorro Déficit}_i + \text{Ahorro Pérdidas}_i$$

Si se tienen varios planes y escenarios, se puede seleccionar como plan final aquel plan que ante cualquier escenario minimice el máximo arrepentimiento, entendiéndose por arrepentimiento como la menor relación  $B/C > 1$  encontrada.

Como ejemplo, se presenta la Figura 5.19 en la cual aparecen n planes para dos escenarios. Para el plan 1 la menor relación  $B/C > 1$  se da en el escenario M2; para el plan 2 se da en el escenario M1, para el plan 3 en ningún caso la relación  $B/C$  es mayor que uno, luego se descartaría, y para el plan n la menor relación se da en el escenario M1. De los planes viables, el plan que se seleccionará es aquel que tenga la menor relación  $B/C > 1$ , o sea, se seleccionará el plan que tenga el menor valor entre  $B/C1-M2$ ,  $B/C2-M1$  y  $B/Cn-M1$ .

Plan	Escenario M1	Escenario M2	Mínimo $B/C > 1$ (Máximo Arrepentimiento)
1	B/C 1-M1	B/C 1-M2	B/C 1-M2
2	B/C 2-M1	B/C 2-M2	B/C 2-M1
3	B/C 3-M1	B/C 3-M2	No viable
n	B/C n-M1	B/C n-M2	B/C n-M1

Figura 5.19 Ejemplo para selección del plan de expansión

<sup>38</sup> El costo marginal de demanda del SDDP se define como la variación del costo operativo con respecto a un incremento infinitesimal en la demanda del sistema. En el caso de estudios con representación de la red de transmisión, los costos marginales por sistema se obtienen ponderando los costos marginales nodales por la demanda en cada nodo o barra.

En resumen, con el procedimiento presentado se busca encontrar un plan que cumpla con el criterio de decisión financiera de  $B/C > 1$  ante cualquier escenario presentado, y que a la vez minimice los costos de inversión, los costos operativos totales y los costos de las pérdidas, cumplimiento con los requerimientos de calidad, seguridad establecidos. La Figura 5.20 muestra la ubicación del plan óptimo dentro de las curvas de costo de inversión y operación.

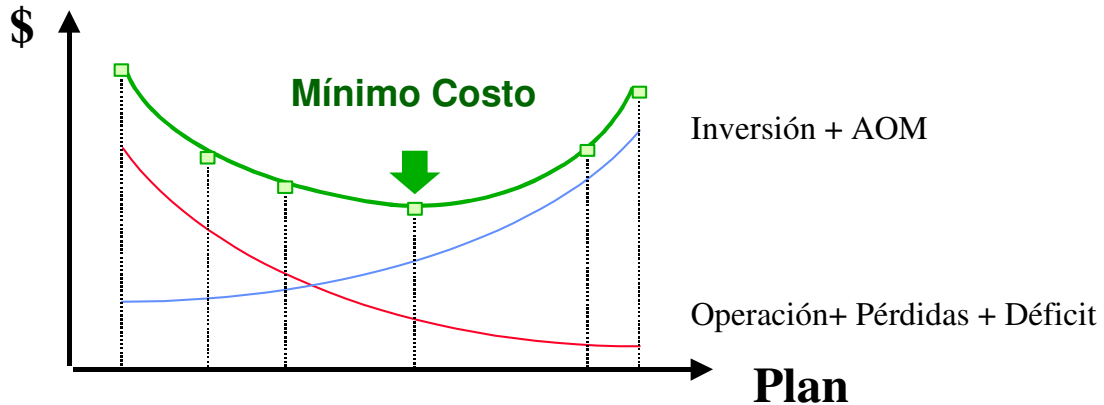


Figura 5.20 Evaluación Financiera

Con los resultados alcanzados previamente en el estudio y habiéndose seleccionado el plan de mínimo costo, se elabora el programa de inversión, el cual consiste del cronograma de desembolsos de acuerdo con las obras a ejecutarse en el plan.

## Capítulo 6: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo

Se realizaron los análisis del sistema de transmisión de corto plazo, años 2007 – 2010 para los cinco (5) escenarios de generación obtenidos en el Plan Indicativo de Generación. Los escenarios MHT7, MHTCB7, MHTGDC7 y MHTTLA7 son iguales hasta el año 2010, e iguales hasta el año 2008 para el escenario MHTGBC7, por lo que los resultados que se presentan a continuación son para estos escenarios. En el caso del escenario MHTGBC7, este difiere en los años 2009 y 2010 debido a la entrada en operación del Ciclo Combinado de BLM con gas natural en barcazas, por lo que para estos años se adicionan estos resultados.

### 6.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2007

#### 6.1.1 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2007. Para estos análisis del sistema actual se consideraron dos escenarios, Demanda Máxima de Invierno y de Verano. La distribución de la generación para cada escenario, en demanda máxima se muestra en la Tabla 6.1, donde se puede observar que no existen diferencias apreciables entre uno u otro caso. La principal diferencia es que para condiciones de verano existe mayor generación en las unidades térmicas de la central Bahía Las Minas y se reduce la generación de las centrales hidroeléctricas de pasada.

**Tabla 6.1 Distribución de generación por planta**

Central	Demanda Máxima Invierno MW	Demanda Máxima Verano MW	Demanda Mínima Verano MW
Bahía Las Minas	91.5	114.0	0
Estrella	44.8	36.0	14.0
Los Valles	51.6	48.0	17.0
Fortuna	286.8	279.0	101.6
Bayano	184.2	205.5	0
Pan Am	91.8	84.6	84.0
Pedregal	48.3	48.3	48.0
Esti	114.6	100.0	40.0
ACP	80.3	80.3	38.0

Para el diagnóstico del sistema actual se ha tomado como base el año 2007

## 6.1.2 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtuvieron los siguientes niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima.

### Demanda Máxima de Invierno

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
8		LSA230		230.00	6	1.0191	234.40	11		M.N230		230.00	6	1.0258	235.93
14		PRO230		230.00	6	1.0261	236.01	96		FOR230		230.00	6	1.0223	235.13
100		BAY230		230.00	6	1.0214	234.93	103		COPESA23		230.00	6	1.0017	230.38
115		PACORA23		230.00	6	1.0053	231.21	144		CANJ230		230.00	6	1.0238	235.47
147		GUASQ230		230.00	6	1.0239	235.49	148		VELAD230		230.00	6	1.0268	236.16
190		CHANG230		230.00	6	1.0350	238.06	6000		FRONTER		230.00	6	1.0262	236.02

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	0.9925	228.27	3		PANII230		230.00	6	0.9978	229.49
5		CHO230		230.00	6	0.9995	229.88	105		PAN-AM23		230.00	6	0.9996	229.91

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2		PAN115		115.00	6	1.0082	115.95	4		PANII115		115.00	6	1.0129	116.49
6		CHO115		115.00	6	1.0336	118.86	9		LSA115		115.00	6	1.0270	118.10
12		M.N115		115.00	6	1.0218	117.51	15		PRO115		115.00	6	1.0243	117.80
18		CAC115		115.00	6	1.0077	115.88	19		C.V115		115.00	6	1.0045	115.52
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0216	117.49	21		C.BAN115		115.00	6	1.0003	115.03
23		CH115		115.00	6	1.0051	115.58	26		LOC115		115.00	6	1.0011	115.12
33		STM115		115.00	6	1.0065	115.75	48		TINAJ115		115.00	6	1.0066	115.76
50		M.O115		115.00	6	1.0059	115.68	52		TOC115		115.00	6	1.0106	116.22
54		LM1115		115.00	6	1.0148	116.70	55		LM2115		115.00	6	1.0158	116.82
61		FFIELD		115.00	9	1.0094	116.08	87		CAL115		115.00	6	1.0342	118.93
88		EST115		115.00	6	1.0371	119.27	92		L.V115		115.00	6	1.0353	119.06
109		STA RITA115		115.00	6	1.0142	116.64	110		PTMD115A		115.00	6	1.0117	116.34
111		PTMD115B		115.00	6	1.0117	116.34	123		MIR115		115.00	7	1.0075	115.86
154		CEMPAN15		115.00	6	1.0134	116.54	191		CHANG115		115.00	6	1.0350	119.03

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
30		MAR115		115.00	6	0.9994	114.94	37		SAN115		115.00	6	0.9996	114.95

### Demanda Máxima de Verano

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3		PANII230		230.00	6	1.0041	230.94	5		CHO230		230.00	6	1.0062	231.42
8		LSA230		230.00	6	1.0275	236.32	11		M.N230		230.00	6	1.0303	236.96
14		PRO230		230.00	6	1.0294	236.77	96		FOR230		230.00	6	1.0262	236.04
100		BAY230		230.00	6	1.0253	235.83	103		COPESA23		230.00	6	1.0076	231.74
105		PAN-AM23		230.00	6	1.0062	231.43	115		PACORA23		230.00	6	1.0105	232.41
144		CANJ230		230.00	6	1.0291	236.70	147		GUASQ230		230.00	6	1.0291	236.70
148		VELAD230		230.00	6	1.0340	237.82	190		CHANG230		230.00	6	1.0374	238.61
6000		FRONTER		230.00	6	1.0293	236.74								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	0.9992	229.82								

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2		PAN115		115.00	6	1.0032	115.37	4		PANII115		115.00	6	1.0072	115.83
6		CHO115		115.00	6	1.0406	119.67	9		LSA115		115.00	6	1.0356	119.10
12		M.N115		115.00	6	1.0261	118.01	15		PRO115		115.00	6	1.0277	118.18
18		CAC115		115.00	6	1.0027	115.31	20		CH.AZUL		115.00	6	1.0249	117.87
23		CH115		115.00	6	1.0010	115.12	33		STM115		115.00	6	1.0015	115.17
48		TINAJ115		115.00	6	1.0015	115.18	50		M.O115		115.00	6	1.0008	115.09
52		TOC115		115.00	6	1.0049	115.56	54		LM1115		115.00	6	1.0122	116.40
55		LM2115		115.00	6	1.0133	116.53	61		FFIELD		115.00	9	1.0068	115.78
87		CAL115		115.00	6	1.0368	119.24	88		EST115		115.00	6	1.0393	119.52
92		L.V115		115.00	6	1.0379	119.36	109		STA RITA115		115.00	6	1.0113	116.30
110		PTMD115A		115.00	6	1.0080	115.92	111		PTMD115B		115.00	6	1.0080	115.92
123		MIR115		115.00	7	1.0028	115.32	154		CEMPAN15		115.00	6	1.0102	116.17
191		CHANG115		115.00	6	1.0374	119.31								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19		C.V115		115.00	6	0.9989	114.88	21		C.BAN115		115.00	6	0.9951	114.43
26		LOC115		115.00	6	0.9959	114.53	30		MAR115		115.00	6	0.9943	114.34
37		SAN115		115.00	6	0.9943	114.35								



## Demanda Mínima

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
14		PRO230		230.00	6	1.0081	231.87
144		CANJ230		230.00	6	1.0008	230.19
148		VELAD230		230.00	6	1.0001	230.01
6000		FRONTER		230.00	6	1.0093	232.15

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
100		BAY230		230.00	6	1.0000	230.00
147		GUASQ230		230.00	6	1.0008	230.18
190		CHANG230		230.00	6	1.0195	234.49

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	0.9924	228.26
5		CHO230		230.00	6	0.9967	229.24
11		M.N230		230.00	6	0.9993	229.83
103		COPESA23		230.00	6	0.9970	229.32
115		PACORA23		230.00	6	0.9983	229.61

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3		PANII230		230.00	6	0.9959	229.06
8		LSA230		230.00	6	0.9983	229.60
96		FOR230		230.00	6	0.9986	229.67
105		PAN-AM23		230.00	6	0.9967	229.24

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2		PAN115		115.00	6	1.0071	115.82
6		CHO115		115.00	6	1.0433	119.98
15		PRO115		115.00	6	1.0080	115.92
19		C.V115		115.00	6	1.0016	115.19
21		C.BAN115		115.00	6	1.0032	115.37
26		LOC115		115.00	6	1.0037	115.43
33		STM115		115.00	6	1.0065	115.74
48		TINAJ115		115.00	6	1.0068	115.78
52		TOC115		115.00	6	1.0027	115.31
55		LM2115		115.00	6	1.0011	115.13
110		PTMD115A		115.00	6	1.0042	115.48
123		MIR115		115.00	7	1.0059	115.68
191		CHANG115		115.00	6	1.0180	117.06

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4		PANII115		115.00	6	1.0037	115.42
9		LSA115		115.00	6	1.0017	115.20
18		CAC115		115.00	6	1.0068	115.78
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0074	115.85
23		CH115		115.00	6	1.0025	115.29
30		MAR115		115.00	6	1.0020	115.23
37		SAN115		115.00	6	1.0019	115.22
50		M.O115		115.00	6	1.0065	115.75
54		LM115		115.00	6	1.0010	115.12
109		STA RITA115		115.00	6	1.0020	115.23
111		PTMD115B		115.00	6	1.0042	115.48
154		CEMPAN15		115.00	6	1.0031	115.36

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
12		M.N115		115.00	6	0.9788	112.57
87		CAL115		115.00	6	0.9847	113.24
92		L.V115		115.00	6	0.9851	113.29

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
61		FFIELD		115.00	9	0.9989	114.87
88		EST115		115.00	6	0.9859	113.38

Como se puede observar, en condiciones de operación normal el sistema opera dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

### 6.1.3 OPERACION EN CONTINGENCIA

Para el año 2007 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Pacora – Panamá II, Panamá – Panamá II, Llano Sánchez – Panamá II, Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Veladero, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

### 6.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en

distintas líneas de 230 KV, con apertura en 4 ciclos de la línea de transmisión. Las fallas consideradas fueron las siguientes: falla trifásica con apertura del circuito Mata de Nance – Veladero, falla trifásica con apertura del circuito Guasquitas – Veladero, falla trifásica con apertura del circuito Panamá II – Pacora, falla trifásica Panamá – Panamá II, falla trifásica con apertura del circuito Llano Sánchez - Panamá II. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 24 estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponde, para los generadores existentes, a la información suministrada por ellos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidro o térmico. En el Anexo 15 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

### 6.1.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad de dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cuál, no se requiere realizar un análisis modal.

## 6.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2008

### 6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2008 se considera el sistema del año anterior, el 2007, y la entrada en operación de los siguientes proyectos: segundo circuito de 115 KV Panamá – Cáceres y la entrada en operación de la línea de 230 KV Fortuna – Changuinola – Frontera (Guabito) y la Subestación Changuinola con un autotransformador 230/115/34.5 KV, 30/40/50 MVA. Además, la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Concepción, con capacidad instalada de 10 MW.

**Tabla 6.2 Distribución de generación por planta**

Central	Demanda Máxima Invierno MW	Demanda Máxima Verano MW	Demanda Mínima Verano MW
Bahía Las Minas	110.0	154.0	0
Estrella	45.8	40.2	15.0
Los Valles	51.6	47.6	17.0

Central	Demanda Máxima Invierno MW	Demanda Máxima Verano MW	Demanda Mínima Verano MW
Fortuna	285.0	285.0	173.5
Bayano	221.4	206.1	0
Pan Am	91.2	84.0	84.6
Pedregal	48.3	48.3	48.3
Esti	114.6	102.2	40.0
Concepción	9.5	9.5	0
ACP	73.3	73.3	38.0

## 6.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

### 6.2.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtiene los siguientes resultados para el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima:

#### Demanda Máxima de Invierno

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
8	LSA230	230.00	6	1.0196	234.51		
14	PRO230	230.00	6	1.0302	236.94		
100	BAY230	230.00	6	1.0260	235.98		
115	PACORA23	230.00	6	1.0064	231.47		
147	GUASQ230	230.00	6	1.0294	236.77		
190	CHANG230	230.00	6	1.0352	238.10		
6000	FRONTER	230.00	6	1.0299	236.89		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.N230	230.00	6	1.0312	237.18		
96	FOR230	230.00	6	1.0283	236.52		
103	COPESA23	230.00	6	1.0024	230.54		
144	CANJ230	230.00	6	1.0294	236.77		
148	VELAD230	230.00	6	1.0303	236.97		
511	LGUIAS230	230.00	6	1.0116	232.66		

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9920	228.17		
5	CHO230	230.00	6	0.9987	229.71		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	0.9979	229.51		
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9988	229.72		

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0075	115.86		
6	CHO115	115.00	6	1.0386	119.44		
12	M.N115	115.00	6	1.0281	118.24		
18	CAC115	115.00	6	1.0069	115.80		
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0258	117.97		
33	STM115	115.00	6	1.0058	115.67		
50	M.O115	115.00	6	1.0048	115.55		
54	LM1115	115.00	6	1.0175	117.01		
61	FFIELD	115.00	9	1.0118	116.35		
88	EST115	115.00	6	1.0409	119.71		
109	STA RITA115	115.00	6	1.0165	116.89		
111	PTMD115B	115.00	6	1.0127	116.46		
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0147	116.69		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0125	116.44		
9	LSA115	115.00	6	1.0239	117.75		
15	PRO115	115.00	6	1.0284	118.27		
19	C.V115	115.00	6	1.0036	115.41		
23	CH115	115.00	6	1.0058	115.67		
48	TINAJ115	115.00	6	1.0052	115.60		
52	TOC115	115.00	6	1.0101	116.16		
55	LM2115	115.00	6	1.0179	117.06		
87	CAL115	115.00	6	1.0384	119.42		
92	L.V115	115.00	6	1.0394	119.53		
110	PTMD115A	115.00	6	1.0127	116.46		
123	MIR115	115.00	7	1.0065	115.75		
191	CHANG115	115.00	6	1.0310	118.56		

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
21	C.BAN115	115.00	6	0.9990	114.88		
30	MAR115	115.00	6	0.9982	114.79		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
26	LOC115	115.00	6	0.9998	114.98		
37	SAN115	115.00	6	0.9983	114.80		

#### Demanda Máxima de Verano

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0039	230.90		
8	LSA230	230.00	6	1.0260	235.98		
14	PRO230	230.00	6	1.0326	237.50		
100	BAY230	230.00	6	1.0294	236.76		
105	PAN-AM23	230.00	6	1.0042	230.98		
144	CANJ230	230.00	6	1.0334	237.68		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
5	CHO230	230.00	6	1.0042	230.97		
11	M.N230	230.00	6	1.0346	237.95		
96	FOR230	230.00	6	1.0312	237.19		
103	COPESA23	230.00	6	1.0080	231.85		
115	PACORA23	230.00	6	1.0114	232.63		
147	GUASQ230	230.00	6	1.0334	237.67		



148	VELAD230	230.00	6	1.0356	238.19	190	CHANG230	230.00	6	1.0370	238.51
511	LGUIAS230	230.00	6	1.0178	234.10	6000	FRONTER	230.00	6	1.0322	237.42

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00		6	0.9978	229.50							

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
2		PAN115		115.00		6	1.0118	116.36	4		PANII115		115.00	6	1.0090	116.04
6		CHO115		115.00		6	1.0444	120.10	9		LSA115		115.00	6	1.0306	118.52
12		M.N115		115.00		6	1.0314	118.61	15		PRO115		115.00	6	1.0309	118.55
18		CAC115		115.00		6	1.0112	116.29	19		C.V115		115.00	6	1.0023	115.26
20		CH.AZUL		115.00		6	1.0283	118.25	21		C.BAN115		115.00	6	1.0023	115.27
23		CH115		115.00		6	1.0111	116.28	26		LOC115		115.00	6	1.0034	115.39
30		MAR115		115.00		6	1.0021	115.24	33		STM115		115.00	6	1.0101	116.16
37		SAN115		115.00		6	1.0012	115.14	48		TINAJ115		115.00	6	1.0095	116.10
50		M.O115		115.00		6	1.0091	116.05	52		TOC115		115.00	6	1.0066	115.76
54		LM115		115.00		6	1.0239	117.75	55		LM2115		115.00	6	1.0247	117.84
61		FFIELD		115.00		9	1.0182	117.10	87		CAL115		115.00	6	1.0404	119.65
88		EST115		115.00		6	1.0426	119.90	92		L.V115		115.00	6	1.0413	119.75
109		STA RITA115		115.00		6	1.0226	117.60	110		PTMD115A		115.00	6	1.0183	117.11
111		PTMD115B		115.00		6	1.0183	117.11	123		MIR115		115.00	7	1.0106	116.22
154		CEMPAN15		115.00		6	1.0207	117.38	191		CHANG115		115.00	6	1.0327	118.77

## Demanda Mínima

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
5		CHO230		230.00		6	1.0007	230.15	14		PRO230		230.00	6	1.0079	231.82
100		BAY230		230.00		6	1.0034	230.79	103		COPESA23		230.00	6	1.0003	230.07
105		PAN-AM23		230.00		6	1.0007	230.16	115		PACORA23		230.00	6	1.0019	230.43
144		CANJ230		230.00		6	1.0007	230.16	147		GUASQ230		230.00	6	1.0006	230.15
190		CHANG230		230.00		6	1.0193	234.44	511		LGUIAS230		230.00	6	1.0023	230.52
6000		FRONTER		230.00		6	1.0091	232.10								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
1		PAN230		230.00		6	0.9957	229.00	3		PANII230		230.00	6	0.9992	229.81
8		LSA230		230.00		6	0.9986	229.68	11		M.N230		230.00	6	0.9989	229.76
96		FOR230		230.00		6	0.9983	229.61	148		VELAD230		230.00	6	0.9998	229.96

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
2		PAN115		115.00		6	1.0102	116.18	4		PANII115		115.00	6	1.0073	115.83
6		CHO115		115.00		6	1.0491	120.65	9		LSA115		115.00	6	1.0005	115.06
15		PRO115		115.00		6	1.0078	115.89	18		CAC115		115.00	6	1.0099	116.14
19		C.V115		115.00		6	1.0054	115.62	20		CH.AZUL		115.00	6	1.0071	115.82
21		C.BAN115		115.00		6	1.0067	115.77	23		CH115		115.00	6	1.0054	115.62
26		LOC115		115.00		6	1.0071	115.82	30		MAR115		115.00	6	1.0065	115.74
33		STM115		115.00		6	1.0096	116.10	37		SAN115		115.00	6	1.0062	115.71
48		TINAJ115		115.00		6	1.0096	116.11	50		M.O115		115.00	6	1.0095	116.09
52		TOC115		115.00		6	1.0063	115.73	54		LM115		115.00	6	1.0036	115.41
55		LM2115		115.00		6	1.0037	115.43	61		FFIELD		115.00	9	1.0013	115.15
109		STA RITA115		115.00		6	1.0046	115.53	110		PTMD115A		115.00	6	1.0070	115.81
111		PTMD115B		115.00		6	1.0070	115.81	123		MIR115		115.00	7	1.0092	116.06
154		CEMPAN15		115.00		6	1.0058	115.67	191		CHANG115		115.00	6	1.0177	117.03

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
12		M.N115		115.00		6	0.9783	112.51	87		CAL115		115.00	6	0.9843	113.19
88		EST115		115.00		6	0.9856	113.34	92		L.V115		115.00	6	0.9848	113.25

Como se puede observar, el nivel de tensión se encuentra dentro de los límites permitidos de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

## 6.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2008 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Pacora – Panamá II, Panamá – Panamá II, Panapower – Panamá II, Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Veladero, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el

Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

### 6.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2009

#### 6.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2009 se considera el sistema del año anterior, el 2008, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Paso Ancho, con capacidad instalada de 5 MW y Mendre con 18.4 MW, además del proyecto térmico Panapower con 34 MW.

**Tabla 6.3 Distribución de generación por planta**

Central	Demanda Máxima Invierno MW	Demanda Máxima Verano MW	Demanda Mínima Verano MW
Bahía Las Minas	140.0	257.0	72.0
Estrella	40.0	17.0	15.0
Los Valles	48.0	19.0	17.0
Fortuna	285.0	273.0	127.0
Bayano	220.8	192.3	0
Pan Am	91.2	90.6	42.3
Pedregal	48.3	48.3	48.3
Esti	106.4	102.0	50.0
Concepción	9.2	0	0
Paso Ancho	4.4	4.3	0
Mendre	17.0	0	8.0
Panapower	31.6	31.6	20.0
ACP	73.3	73.3	38.0

#### 6.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

##### 6.3.2.1 OPERACION NORMAL ESCENARIOS MHT7, MHTCB7, MHTGDC7 Y MHTTLA7

En condiciones de operación normal, se obtiene los siguientes resultados para el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima:

##### Demanda Máxima Invierno

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
8		LSA230		230.00	6	1.0180	234.15	11		M.N230		230.00	6	1.0345	237.93
14		PRO230		230.00	6	1.0359	238.26	96		FOR230		230.00	6	1.0309	237.11
100		BAY230		230.00	6	1.0213	234.89	144		CANJ230		230.00	6	1.0325	237.48

147	GUASQ230	230.00	6	1.0325	237.49
190	CHANG230	230.00	6	1.0367	238.45
6000	FRONTER	230.00	6	1.0362	238.33

148	VELAD230	230.00	6	1.0338	237.77
511	LGUIAS230	230.00	6	1.0074	231.70

**BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:**

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9822	225.90		
5	CHO230	230.00	6	0.9912	227.98		
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9913	227.99		
515	PANPOWER230	230.00	6	0.9990	229.78		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	0.9897	227.63		
103	COPESA23	230.00	6	0.9947	228.79		
115	PACORA23	230.00	6	0.9996	229.92		

**BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:**

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0052	115.60		
6	CHO115	115.00	6	1.0296	118.41		
12	M.N115	115.00	6	1.0299	118.44		
18	CAC115	115.00	6	1.0046	115.53		
23	CH115	115.00	6	1.0010	115.12		
48	TINAJ115	115.00	6	1.0023	115.26		
52	TOC115	115.00	6	1.0026	115.30		
55	LM2115	115.00	6	1.0094	116.08		
87	CAL115	115.00	6	1.0389	119.48		
92	L.V115	115.00	6	1.0399	119.59		
110	PTMD115A	115.00	6	1.0079	115.91		
123	MIR115	115.00	7	1.0042	115.49		
191	CHANG115	115.00	6	1.0323	118.71		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0052	115.59		
9	LSA115	115.00	6	1.0209	117.40		
15	PRO115	115.00	6	1.0341	118.92		
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0313	118.59		
33	STM115	115.00	6	1.0036	115.41		
50	M.O115	115.00	6	1.0022	115.25		
54	LM1115	115.00	6	1.0098	116.13		
61	FFIELD	115.00	9	1.0037	115.43		
88	EST115	115.00	6	1.0413	119.75		
109	STA RITA115	115.00	6	1.0094	116.08		
111	PTMD115B	115.00	6	1.0079	115.91		
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0080	115.91		

**BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:**

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19	C.V115	115.00	6	0.9971	114.66		
26	LOC115	115.00	6	0.9965	114.60		
37	SAN115	115.00	6	0.9943	114.35		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
21	C.BAN115	115.00	6	0.9954	114.47		
30	MAR115	115.00	6	0.9950	114.42		

## Demanda Máxima Verano

**BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:**

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	1.0021	230.48		
5	CHO230	230.00	6	1.0096	232.22		
11	M.N230	230.00	6	1.0404	239.30		
96	FOR230	230.00	6	1.0364	238.37		
103	COPESA23	230.00	6	1.0121	232.77		
115	PACORA23	230.00	6	1.0151	233.47		
147	GUASQ230	230.00	6	1.0400	239.20		
190	CHANG230	230.00	6	1.0402	239.26		
515	PANPOWER230	230.00	6	1.0180	234.15		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0082	231.88		
8	LSA230	230.00	6	1.0364	238.38		
14	PRO230	230.00	6	1.0418	239.62		
100	BAY230	230.00	6	1.0318	237.31		
105	PAN-AM23	230.00	6	1.0096	232.22		
144	CANJ230	230.00	6	1.0399	239.18		
148	VELAD230	230.00	6	1.0468	240.77		
511	LGUIAS230	230.00	6	1.0266	236.11		
6000	FRONTER	230.00	6	1.0421	239.68		

**BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:**

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0135	116.56		
6	CHO115	115.00	6	1.0493	120.67		
12	M.N115	115.00	6	1.0339	118.90		
18	CAC115	115.00	6	1.0129	116.49		
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0372	119.28		
23	CH115	115.00	6	1.0134	116.55		
30	MAR115	115.00	6	1.0033	115.38		
37	SAN115	115.00	6	1.0025	115.29		
50	M.O115	115.00	6	1.0105	116.21		
54	LM1115	115.00	6	1.0282	118.25		
61	FFIELD	115.00	9	1.0222	117.56		
88	EST115	115.00	6	1.0373	119.29		
109	STA RITA115	115.00	6	1.0262	118.02		
111	PTMD115B	115.00	6	1.0215	117.48		
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0236	117.71		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0119	116.37		
9	LSA115	115.00	6	1.0403	119.63		
15	PRO115	115.00	6	1.0400	119.60		
19	C.V115	115.00	6	1.0044	115.51		
21	C.BAN115	115.00	6	1.0036	115.41		
26	LOC115	115.00	6	1.0047	115.54		
33	STM115	115.00	6	1.0119	116.37		
48	TINAJ115	115.00	6	1.0106	116.22		
52	TOC115	115.00	6	1.0094	116.08		
55	LM2115	115.00	6	1.0286	118.29		
87	CAL115	115.00	6	1.0365	119.20		
92	L.V115	115.00	6	1.0368	119.23		
110	PTMD115A	115.00	6	1.0215	117.48		
123	MIR115	115.00	7	1.0121	116.39		
191	CHANG115	115.00	6	1.0358	119.11		

## Demanda Mínima

**BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:**

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	1.0344	237.92		
5	CHO230	230.00	6	1.0380	238.75		
11	M.N230	230.00	6	1.0385	238.85		
96	FOR230	230.00	6	1.0402	239.25		
103	COPESA23	230.00	6	1.0375	238.63		
115	PACORA23	230.00	6	1.0388	238.92		
147	GUASQ230	230.00	6	1.0414	239.51		
190	CHANG230	230.00	6	1.0448	240.31		
515	PANPOWER230	230.00	6	1.0415	239.55		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0364	238.36		
8	LSA230	230.00	6	1.0370	238.52		
14	PRO230	230.00	6	1.0416	239.56		
100	BAY230	230.00	6	1.0406	239.33		
105	PAN-AM23	230.00	6	1.0380	238.75		
144	CANJ230	230.00	6	1.0412	239.47		
148	VELAD230	230.00	6	1.0416	239.56		
511	LGUIAS230	230.00	6	1.0403	239.27		
6000	FRONTER	230.00	6	1.0417	239.59		

**BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:**

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0036	115.42		
6	CHO115	115.00	6	1.0884	125.16		
12	M.N115	115.00	6	1.0121	116.39		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0063	115.72		
9	LSA115	115.00	6	1.0404	119.64		
15	PRO115	115.00	6	1.0414	119.77		

18	CAC115	115.00	6	1.0034	115.39	19	C.V115	115.00	6	1.0026	115.30
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0408	119.69	21	C.BAN115	115.00	6	1.0006	115.07
23	CH115	115.00	6	1.0039	115.44	26	LOC115	115.00	6	1.0009	115.10
33	STM115	115.00	6	1.0030	115.34	37	SAN115	115.00	6	1.0004	115.04
48	TINAJ115	115.00	6	1.0028	115.32	50	M.O115	115.00	6	1.0028	115.32
52	TOC115	115.00	6	1.0053	115.60	54	LM115	115.00	6	1.0084	115.96
55	LM2115	115.00	6	1.0090	116.03	61	FFIELD	115.00	9	1.0060	115.69
87	CAL115	115.00	6	1.0123	116.41	88	EST115	115.00	6	1.0120	116.38
92	L.V115	115.00	6	1.0122	116.40	109	STA RITA115	115.00	6	1.0080	115.92
110	PTMD115A	115.00	6	1.0066	115.76	111	PTMD115B	115.00	6	1.0066	115.76
123	MIR115	115.00	7	1.0026	115.29	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0076	115.88
191	CHANG115	115.00	6	1.0432	119.97						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
30		MAR115		115.00	6	1.0000	115.00

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

Como se puede observar, el nivel de tensión se encuentra dentro de los límites permitidos de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

### 6.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2009 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Pacora – Panamá II, Panamá – Panamá II, Panapower – Panamá II, Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Veladero, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

### 6.3.4 ESCENARIO MHTGBC7

A continuación se presentan los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV para el escenario en mención. Como se puede observar, se encuentran dentro de los límites permisibles de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

#### Demanda Máxima de Invierno

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3		PANII230		230.00	6	1.0019	230.44
8		LSA230		230.00	6	1.0276	236.35
14		PRO230		230.00	6	1.0395	239.09
100		BAY230		230.00	6	1.0282	236.49
105		PAN-AM23		230.00	6	1.0027	230.62
144		CANJ230		230.00	6	1.0368	238.47
148		VELAD230		230.00	6	1.0404	239.29
511		LGUIAS230		230.00	6	1.0180	234.13
6000		FRONTER		230.00	6	1.0397	239.14

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
5		CHO230		230.00	6	1.0027	230.62
11		M.N230		230.00	6	1.0385	238.86
96		FOR230		230.00	6	1.0342	237.87
103		COPESA23		230.00	6	1.0062	231.42
115		PACORA23		230.00	6	1.0097	232.22
147		GUASQ230		230.00	6	1.0368	238.47
190		CHANG230		230.00	6	1.0389	238.94
515		PANPOWER230		230.00	6	1.0109	232.50

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	0.9955	228.98

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

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2		PAN115		115.00	6	1.0085	115.98
6		CHO115		115.00	6	1.0419	119.82
12		M.N115		115.00	6	1.0328	118.78
18		CAC115		115.00	6	1.0080	115.92
23		CH115		115.00	6	1.0093	116.07
48		TINAJ115		115.00	6	1.0056	115.64

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4		PANII115		115.00	6	1.0061	115.70
9		LSA115		115.00	6	1.0310	118.56
15		PRO115		115.00	6	1.0377	119.33
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0349	119.01
33		STM115		115.00	6	1.0069	115.79
50		M.O115		115.00	6	1.0055	115.63

52	TOC115	115.00	6	1.0035	115.40	54	LM115	115.00	6	1.0246	117.83
55	LM2115	115.00	6	1.0249	117.86	61	FFIELD	115.00	9	1.0186	117.14
87	CAL115	115.00	6	1.0407	119.69	88	EST115	115.00	6	1.0429	119.93
92	L.V115	115.00	6	1.0416	119.79	109	STA RITA115	115.00	6	1.0227	117.61
110	PTMD115A	115.00	6	1.0171	116.97	111	PTMD115B	115.00	6	1.0171	116.97
123	MIR115	115.00	7	1.0074	115.85	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0198	117.28
191	CHANG115	115.00	6	1.0344	118.95						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19	C.V115	115.00	6	0.9987	114.85		
26	LOC115	115.00	6	0.9996	114.95		
37	SAN115	115.00	6	0.9973	114.69		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
21	C.BAN115	115.00	6	0.9985	114.82		
30	MAR115	115.00	6	0.9982	114.80		

### Demanda M3xima de Verano

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0048	231.11		
8	LSA230	230.00	6	1.0303	236.98		
14	PRO230	230.00	6	1.0407	239.35		
100	BAY230	230.00	6	1.0289	236.64		
105	PAN-AM23	230.00	6	1.0055	231.27		
144	CANJ230	230.00	6	1.0383	238.80		
148	VELAD230	230.00	6	1.0425	239.77		
511	LGUIAS230	230.00	6	1.0209	234.80		
6000	FRONTER	230.00	6	1.0409	239.40		

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9986	229.68		

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0104	116.20		
6	CHO115	115.00	6	1.0449	120.17		
12	M.N115	115.00	6	1.0345	118.96		
18	CAC115	115.00	6	1.0099	116.13		
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0360	119.15		
23	CH115	115.00	6	1.0109	116.25		
30	MAR115	115.00	6	1.0002	115.02		
48	TINAJ115	115.00	6	1.0075	115.86		
52	TOC115	115.00	6	1.0060	115.69		
55	LM2115	115.00	6	1.0268	118.08		
87	CAL115	115.00	6	1.0416	119.78		
92	L.V115	115.00	6	1.0424	119.88		
110	PTMD115A	115.00	6	1.0191	117.20		
123	MIR115	115.00	7	1.0092	116.06		
191	CHANG115	115.00	6	1.0351	119.03		

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
37	SAN115	115.00	6	0.9993	114.92		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
5	CHO230	230.00	6	1.0055	231.27		
11	M.N230	230.00	6	1.0398	239.16		
96	FOR230	230.00	6	1.0353	238.13		
103	COPESA23	230.00	6	1.0089	232.04		
115	PACORA23	230.00	6	1.0121	232.78		
147	GUASQ230	230.00	6	1.0383	238.80		
190	CHANG230	230.00	6	1.0395	239.09		
515	PANPOWER230	230.00	6	1.0138	233.18		

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

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0086	115.99		
9	LSA115	115.00	6	1.0338	118.89		
15	PRO115	115.00	6	1.0388	119.47		
19	C.V115	115.00	6	1.0011	115.13		
21	C.BAN115	115.00	6	1.0004	115.05		
26	LOC115	115.00	6	1.0015	115.18		
33	STM115	115.00	6	1.0088	116.01		
50	M.O115	115.00	6	1.0074	115.85		
54	LM115	115.00	6	1.0265	118.05		
61	FFIELD	115.00	9	1.0205	117.36		
88	EST115	115.00	6	1.0436	120.02		
109	STA RITA115	115.00	6	1.0244	117.81		
111	PTMD115B	115.00	6	1.0191	117.20		
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0214	117.46		

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

### Demanda M3nima

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	1.0127	232.93		
5	CHO230	230.00	6	1.0153	233.52		
11	M.N230	230.00	6	1.0072	231.65		
96	FOR230	230.00	6	1.0051	231.18		
103	COPESA23	230.00	6	1.0164	233.78		
115	PACORA23	230.00	6	1.0173	233.99		
147	GUASQ230	230.00	6	1.0090	232.07		
190	CHANG230	230.00	6	1.0235	235.41		
515	PANPOWER230	230.00	6	1.0194	234.46		

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0056	115.65		
6	CHO115	115.00	6	1.0643	122.40		
15	PRO115	115.00	6	1.0164	116.89		
19	C.V115	115.00	6	1.0050	115.58		
21	C.BAN115	115.00	6	1.0026	115.30		
26	LOC115	115.00	6	1.0029	115.33		
33	STM115	115.00	6	1.0050	115.57		
48	TINAJ115	115.00	6	1.0047	115.54		
52	TOC115	115.00	6	1.0078	115.90		
55	LM2115	115.00	6	1.0071	115.82		
109	STA RITA115	115.00	6	1.0072	115.83		
111	PTMD115B	115.00	6	1.0067	115.77		
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0069	115.79		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0153	233.53		
8	LSA230	230.00	6	1.0120	232.76		
14	PRO230	230.00	6	1.0166	233.82		
100	BAY230	230.00	6	1.0193	234.43		
105	PAN-AM23	230.00	6	1.0153	233.52		
144	CANJ230	230.00	6	1.0091	232.09		
148	VELAD230	230.00	6	1.0124	232.85		
511	LGUIAS230	230.00	6	1.0160	233.68		
6000	FRONTER	230.00	6	1.0179	234.12		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0088	116.02		
9	LSA115	115.00	6	1.0140	116.61		
18	CAC115	115.00	6	1.0054	115.62		
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0157	116.81		
23	CH115	115.00	6	1.0042	115.49		
30	MAR115	115.00	6	1.0020	115.23		
37	SAN115	115.00	6	1.0024	115.28		
50	M.O115	115.00	6	1.0047	115.54		
54	LM115	115.00	6	1.0071	115.82		
61	FFIELD	115.00	9	1.0048	115.55		
110	PTMD115A	115.00	6	1.0067	115.77		
123	MIR115	115.00	7	1.0059	115.67		
191	CHANG115	115.00	6	1.0218	117.51		



BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
12	M.	N115		115.00	6	0.9851	113.28
88	EST	115		115.00	6	0.9908	113.94

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
87	CAL	115		115.00	6	0.9898	113.82
92	L.V	115		115.00	6	0.9902	113.87

## 6.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2010

### 6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2010 se considera el sistema del año anterior, el 2009. Para este año no hay adiciones en el Sistema Principal de Transmisión. Se considera la entrada en operación de los Proyectos Hidroeléctricos Pedregalito (20.0 MW), El Sindigo (10.0 MW) y Changuinola 75 (223.0 MW), además de la conversión de las unidades 2,3 y 4 de Bahía Las Minas a carbón.

**Tabla 6.4 Distribución de generación por planta**

Central	Demanda Máxima Invierno MW	Demanda Máxima Verano MW	Demanda Mínima Verano MW
Bahía Las Minas	81.0	254.0	46.0
Estrella	40.0	15.0	15.0
Los Valles	48.0	17.0	17.0
Fortuna	279.0	270.0	115.2
Bayano	192.0	154.8	0
Pan Am	42.0	33.0	42.0
Pedregal	30.0	30.0	30.0
Esti	90.0	100.0	45.0
Concepción	9.2	0	9.2
Paso Ancho	4.4	4.3	0
Mendre	17.0	0	4.0
Sindigo	9.5	3.0	9.5
Changuinola 75	210.0	120.0	60.0
Pedregalito	20.0	20.0	11.0
Panapower	28.0	31.8	14.0
ACP	73.3	73.3	38.0

### 6.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

#### 6.4.2.1 OPERACION NORMAL ESCENARIO I MHT7, MHTCB7, MHTGDC7 Y MHTTLA7

En condiciones de operación normal, se obtiene los siguientes resultados para el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima:

#### **Demanda Máxima Invierno**

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.N230	230.00	6	1.0279	236.42		
96	FOR230	230.00	6	1.0290	236.68		
115	PACORA23	230.00	6	1.0027	230.62		
147	GUASQ230	230.00	6	1.0255	235.87		
190	CHANG230	230.00	6	1.0328	237.54		
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0284	236.53		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
14	PRO230	230.00	6	1.0284	236.54		
100	BAY230	230.00	6	1.0277	236.38		
144	CANJ230	230.00	6	1.0256	235.89		
148	VELAD230	230.00	6	1.0151	233.47		
306	CHANG75	230.00	6	1.0343	237.90		
6000	FRONTER	230.00	6	1.0284	236.52		

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9784	225.02		
5	CHO230	230.00	6	0.9811	225.65		
103	COPESA23	230.00	6	0.9960	229.07		
511	LGUIAS230	230.00	6	0.9871	227.03		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	0.9899	227.68		
8	LSA230	230.00	6	0.9949	228.82		
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9812	225.67		
515	PANPOWER230	230.00	6	0.9949	228.83		

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0130	116.49		
6	CHO115	115.00	6	1.0184	117.11		
15	PRO115	115.00	6	1.0265	118.05		
19	C.V115	115.00	6	1.0024	115.28		
21	C.BAN115	115.00	6	1.0026	115.30		
26	LOC115	115.00	6	1.0038	115.43		
33	STM115	115.00	6	1.0114	116.31		
48	TINAJ115	115.00	6	1.0094	116.09		
52	TOC115	115.00	6	1.0072	115.83		
55	LM2115	115.00	6	1.0164	116.89		
87	CAL115	115.00	6	1.0404	119.64		
92	L.V115	115.00	6	1.0417	119.79		
110	PTMD115A	115.00	6	1.0141	116.62		
123	MIR115	115.00	7	1.0114	116.31		
191	CHANG115	115.00	6	1.0281	118.24		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0099	116.14		
12	M.N115	115.00	6	1.0268	118.08		
18	CAC115	115.00	6	1.0122	116.40		
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0236	117.72		
23	CH115	115.00	6	1.0088	116.02		
30	MAR115	115.00	6	1.0023	115.27		
37	SAN115	115.00	6	1.0013	115.15		
50	M.O115	115.00	6	1.0097	116.12		
54	LM1115	115.00	6	1.0154	116.77		
61	FFIELD	115.00	9	1.0091	116.05		
88	EST115	115.00	6	1.0436	120.02		
109	STA RITA115	115.00	6	1.0153	116.76		
111	PTMD115B	115.00	6	1.0141	116.62		
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0150	116.72		

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
9	LSA115	115.00	6	0.9957	114.51		

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

## Demanda Máxima Verano

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	1.0132	233.04		
5	CHO230	230.00	6	1.0161	233.70		
11	M.N230	230.00	6	1.0325	237.49		
96	FOR230	230.00	6	1.0280	236.44		
103	COPESA23	230.00	6	1.0235	235.40		
115	PACORA23	230.00	6	1.0255	235.88		
147	GUASQ230	230.00	6	1.0312	237.19		
190	CHANG230	230.00	6	1.0211	234.85		
310	CONCEPCION23	230.00	6	1.0336	237.73		
515	PANPOWER230	230.00	6	1.0262	236.02		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0204	234.68		
8	LSA230	230.00	6	1.0300	236.91		
14	PRO230	230.00	6	1.0343	237.88		
100	BAY230	230.00	6	1.0385	238.84		
105	PAN-AM23	230.00	6	1.0161	233.71		
144	CANJ230	230.00	6	1.0313	237.19		
148	VELAD230	230.00	6	1.0368	238.45		
306	CHANG75	230.00	6	1.0204	234.69		
511	LGUIAS230	230.00	6	1.0245	235.63		
6000	FRONTER	230.00	6	1.0346	237.96		

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0022	115.26		
6	CHO115	115.00	6	1.0559	121.43		
12	M.N115	115.00	6	1.0283	118.25		
18	CAC115	115.00	6	1.0017	115.20		
23	CH115	115.00	6	1.0048	115.55		
52	TOC115	115.00	6	1.0003	115.03		
55	LM2115	115.00	6	1.0227	117.61		
87	CAL115	115.00	6	1.0339	118.90		
92	L.V115	115.00	6	1.0345	118.96		
110	PTMD115A	115.00	6	1.0129	116.49		
123	MIR115	115.00	7	1.0015	115.18		
191	CHANG115	115.00	6	1.0164	116.88		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0029	115.34		
9	LSA115	115.00	6	1.0330	118.80		
15	PRO115	115.00	6	1.0324	118.72		
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0295	118.39		
33	STM115	115.00	6	1.0006	115.07		
54	LM1115	115.00	6	1.0223	117.57		
61	FFIELD	115.00	9	1.0161	116.86		
88	EST115	115.00	6	1.0354	119.07		
109	STA RITA115	115.00	6	1.0197	117.27		
111	PTMD115B	115.00	6	1.0129	116.49		
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0160	116.84		

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19	C.V115	115.00	6	0.9945	114.37		
26	LOC115	115.00	6	0.9934	114.24		
37	SAN115	115.00	6	0.9913	114.00		
50	M.O115	115.00	6	0.9989	114.88		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
21	C.BAN115	115.00	6	0.9923	114.11		
30	MAR115	115.00	6	0.9919	114.06		
48	TINAJ115	115.00	6	0.9987	114.85		

## Demanda Mínima

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	1.0230	235.30		
5	CHO230	230.00	6	1.0262	236.03		
11	M.N230	230.00	6	1.0236	235.42		
96	FOR230	230.00	6	1.0235	235.41		
103	COPESA23	230.00	6	1.0269	236.19		

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	1.0258	235.94		
8	LSA230	230.00	6	1.0250	235.76		
14	PRO230	230.00	6	1.0276	236.35		
100	BAY230	230.00	6	1.0298	236.86		
105	PAN-AM23	230.00	6	1.0262	236.03		

115	PACORA23	230.00	6	1.0279	236.43	144	CANJ230	230.00	6	1.0253	235.83
147	GUASQ230	230.00	6	1.0254	235.85	148	VELAD230	230.00	6	1.0270	236.22
190	CHANG230	230.00	6	1.0260	235.98	306	CHANG75	230.00	6	1.0250	235.75
310	CONCEPCION230	230.00	6	1.0257	235.92	511	LGUIAS230	230.00	6	1.0282	236.49
515	PANPOWER230	230.00	6	1.0304	236.99	6000	FRONTER	230.00	6	1.0284	236.53

**BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:**

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	1.0036	115.42
6	CHO115	115.00	6	1.0758	123.71
15	PRO115	115.00	6	1.0275	118.16
19	C.V115	115.00	6	1.0033	115.37
21	C.BAN115	115.00	6	1.0006	115.07
26	LOC115	115.00	6	1.0008	115.10
37	SAN115	115.00	6	1.0004	115.05
50	M.O115	115.00	6	1.0026	115.30
54	LM1115	115.00	6	1.0052	115.60
61	FFIELD	115.00	9	1.0027	115.31
110	PTMD115A	115.00	6	1.0049	115.56
123	MIR115	115.00	7	1.0025	115.29
191	CHANG115	115.00	6	1.0243	117.79

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANII115	115.00	6	1.0073	115.84
9	LSA115	115.00	6	1.0275	118.17
18	CAC115	115.00	6	1.0034	115.39
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0268	118.08
23	CH115	115.00	6	1.0026	115.30
33	STM115	115.00	6	1.0030	115.35
48	TINAJ115	115.00	6	1.0025	115.29
52	TOC115	115.00	6	1.0062	115.72
55	LM2115	115.00	6	1.0056	115.65
109	STA RITA115	115.00	6	1.0052	115.60
111	PTMD115B	115.00	6	1.0049	115.56
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0052	115.60

**BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:**

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
12	M.N115	115.00	6	0.9955	114.48
87	CAL115	115.00	6	0.9981	114.78
92	L.V115	115.00	6	0.9983	114.80

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
30	MAR115	115.00	6	0.9999	114.99
88	EST115	115.00	6	0.9986	114.84

Como se puede observar, el nivel de tensión se encuentra dentro de los límites permitidos de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

### 6.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2010 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Pacora – Panamá II, Panamá – Panamá II, Panapower – Panamá II, Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Veladero, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

### 6.4.4 ESCENARIO MHTGBC7

A continuación se presentan los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV para el escenario en mención. Como se puede observar, se encuentran dentro de los límites permisibles de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

#### Demanda Máxima de Invierno

**BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:**

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.N230	230.00	6	1.0264	236.07
96	FOR230	230.00	6	1.0277	236.36
144	CANJ230	230.00	6	1.0241	235.55
148	VELAD230	230.00	6	1.0132	233.03
306	CHANG75	230.00	6	1.0312	237.17
6000	FRONTER	230.00	6	1.0270	236.21

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
14	PRO230	230.00	6	1.0270	236.22
100	BAY230	230.00	6	1.0241	235.54
147	GUASQ230	230.00	6	1.0240	235.52
190	CHANG230	230.00	6	1.0300	236.89
310	CONCEPCION230	230.00	6	1.0269	236.19

**BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:**

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9760	224.47
5	CHO230	230.00	6	0.9788	225.13
103	COPESA23	230.00	6	0.9930	228.40
115	PACORA23	230.00	6	0.9996	229.91
515	PANPOWER230	230.00	6	0.9911	227.95

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230	230.00	6	0.9871	227.04
8	LSA230	230.00	6	0.9924	228.26
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9789	225.15
511	LGUIAS230	230.00	6	0.9847	226.49

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2		PAN115		115.00	6	1.0109	116.26
6		CHO115		115.00	6	1.0160	116.84
15		PRO115		115.00	6	1.0251	117.89
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0223	117.56
23		CH115		115.00	6	1.0076	115.87
30		MAR115		115.00	6	1.0003	115.04
48		TINAJ115		115.00	6	1.0074	115.85
52		TOC115		115.00	6	1.0046	115.53
55		LM2115		115.00	6	1.0162	116.86
87		CAL115		115.00	6	1.0483	120.55
92		L.V115		115.00	6	1.0503	120.78
110		PTMD115A		115.00	6	1.0131	116.51
123		MIR115		115.00	7	1.0095	116.09
191		CHANG115		115.00	6	1.0253	117.91

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4		PANII115		115.00	6	1.0073	115.83
12		M.N115		115.00	6	1.0251	117.89
18		CAC115		115.00	6	1.0102	116.17
21		C.BAN115		115.00	6	1.0005	115.05
26		LOC115		115.00	6	1.0017	115.19
33		STM115		115.00	6	1.0094	116.08
50		M.O115		115.00	6	1.0077	115.89
54		LM115		115.00	6	1.0155	116.78
61		FFIELD		115.00	9	1.0093	116.06
88		EST115		115.00	6	1.0539	121.20
109		STA RITA115		115.00	6	1.0152	116.74
111		PTMD115B		115.00	6	1.0131	116.51
154		CEMPAN15		115.00	6	1.0142	116.63

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
9		LSA115		115.00	6	0.9933	114.23
37		SAN115		115.00	6	0.9992	114.90

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19		C.V115		115.00	6	0.9999	114.99

### Demanda Máxima de Verano

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3		PANII230		230.00	6	1.0071	231.64
8		LSA230		230.00	6	1.0129	232.97
14		PRO230		230.00	6	1.0325	237.49
100		BAY230		230.00	6	1.0358	238.23
105		PAN-AM23		230.00	6	1.0006	230.15
144		CANJ230		230.00	6	1.0320	237.37
148		VELAD230		230.00	6	1.0269	236.20
306		CHANG75		230.00	6	1.0332	237.63
511		LGUIAS230		230.00	6	1.0067	231.55
6000		FRONTER		230.00	6	1.0326	237.50

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
5		CHO230		230.00	6	1.0006	230.13
11		M.N230		230.00	6	1.0316	237.28
96		FOR230		230.00	6	1.0332	237.63
103		COPESA23		230.00	6	1.0118	232.72
115		PACORA23		230.00	6	1.0169	233.89
147		GUASQ230		230.00	6	1.0320	237.35
190		CHANG230		230.00	6	1.0320	237.37
310		CONCEPCION23		230.00	6	1.0323	237.43
515		PANPOWER230		230.00	6	1.0110	232.52

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	0.9981	229.57

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

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2		PAN115		115.00	6	1.0112	116.28
6		CHO115		115.00	6	1.0394	119.53
12		M.N115		115.00	6	1.0171	116.97
18		CAC115		115.00	6	1.0105	116.21
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0278	118.20
23		CH115		115.00	6	1.0106	116.22
30		MAR115		115.00	6	1.0009	115.10
37		SAN115		115.00	6	1.0005	115.06
50		M.O115		115.00	6	1.0079	115.91
54		LM115		115.00	6	1.0227	117.61
61		FFIELD		115.00	9	1.0165	116.90
88		EST115		115.00	6	1.0303	118.48
109		STA RITA115		115.00	6	1.0215	117.47
111		PTMD115B		115.00	6	1.0173	116.99
154		CEMPAN15		115.00	6	1.0192	117.21

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4		PANII115		115.00	6	1.0134	116.54
9		LSA115		115.00	6	1.0150	116.72
15		PRO115		115.00	6	1.0307	118.52
19		C.V115		115.00	6	1.0045	115.52
21		C.BAN115		115.00	6	1.0015	115.17
26		LOC115		115.00	6	1.0025	115.29
33		STM115		115.00	6	1.0096	116.10
48		TINAJ115		115.00	6	1.0076	115.88
52		TOC115		115.00	6	1.0107	116.23
55		LM2115		115.00	6	1.0231	117.65
87		CAL115		115.00	6	1.0278	118.20
92		L.V115		115.00	6	1.0288	118.32
110		PTMD115A		115.00	6	1.0173	116.99
123		MIR115		115.00	7	1.0098	116.13
191		CHANG115		115.00	6	1.0274	118.15

### Demanda Mínima

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	1.0348	238.00
5		CHO230		230.00	6	1.0370	238.50
11		M.N230		230.00	6	1.0258	235.94
96		FOR230		230.00	6	1.0230	235.29
103		COPESA23		230.00	6	1.0385	238.85
115		PACORA23		230.00	6	1.0394	239.07
147		GUASQ230		230.00	6	1.0268	236.18
190		CHANG230		230.00	6	1.0326	237.49
310		CONCEPCION23		230.00	6	1.0279	236.42
515		PANPOWER230		230.00	6	1.0411	239.45

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3		PANII230		230.00	6	1.0373	238.59
8		LSA230		230.00	6	1.0320	237.36
14		PRO230		230.00	6	1.0297	236.84
100		BAY230		230.00	6	1.0414	239.51
105		PAN-AM23		230.00	6	1.0370	238.50
144		CANJ230		230.00	6	1.0269	236.18
148		VELAD230		230.00	6	1.0308	237.09
306		CHANG75		230.00	6	1.0324	237.46
511		LGUIAS230		230.00	6	1.0368	238.45
6000		FRONTER		230.00	6	1.0305	237.01

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2		PAN115		115.00	6	1.0042	115.49
6		CHO115		115.00	6	1.0871	125.02
12		M.N115		115.00	6	1.0032	115.37
18		CAC115		115.00	6	1.0041	115.47
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0289	118.32
23		CH115		115.00	6	1.0038	115.44
30		MAR115		115.00	6	1.0005	115.06

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4		PANII115		115.00	6	1.0071	115.82
9		LSA115		115.00	6	1.0350	119.02
15		PRO115		115.00	6	1.0296	118.40
19		C.V115		115.00	6	1.0033	115.38
21		C.BAN115		115.00	6	1.0011	115.13
26		LOC115		115.00	6	1.0014	115.16
33		STM115		115.00	6	1.0036	115.41

37	SAN115	115.00	6	1.0009	115.10	48	TINAJ115	115.00	6	1.0031	115.36
50	M.O115	115.00	6	1.0032	115.37	52	TOC115	115.00	6	1.0061	115.70
54	LM1115	115.00	6	1.0077	115.89	55	LM2115	115.00	6	1.0077	115.88
61	FFIELD	115.00	9	1.0053	115.61	87	CAL115	115.00	6	1.0047	115.54
88	EST115	115.00	6	1.0043	115.49	92	L.V115	115.00	6	1.0046	115.52
109	STA RITA115	115.00	6	1.0076	115.87	110	PTMD115A	115.00	6	1.0063	115.72
111	PTMD115B	115.00	6	1.0063	115.72	123	MIR115	115.00	7	1.0045	115.52
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0068	115.78	191	CHANG115	115.00	6	1.0309	118.55

## 6.5 CARGA DE COMPONENTES DEL SISTEMA

En el Anexo No. 25 se presenta la carga de los componentes del sistema de transmisión de ETESA, las líneas de 230 y 115 KV y los transformadores, para los distintos años de análisis. Como se aprecia en este Anexo, en el corto plazo no existe congestión en el sistema de transmisión y las líneas y transformadores de ETESA pueden llevar la carga del sistema sin dificultad. Cabe resaltar que la capacidad de las líneas y transformadores corresponden a límites térmicos de los mismos.

## 6.6 NIVELES DE CORTO CIRCUITO

En el Anexo No. 26 se presentan los niveles de corto circuito, tanto trifásico como monofásico, en las distintas barras de 230 y 115 KV de ETESA. A continuación se presenta una tabla mostrando la capacidad interruptiva de los interruptores de las diferentes subestaciones de ETESA, para los distintos niveles de tensión.

Interruptores de Potencia					
Capacida interruptivas en kA					
Subestaciones					
Nivel de Voltaje KV	Panamá	Panamá II	Cáceres	Santa Rita	Chorrera
230	40.0	31.5	-	-	40.0
115	31.5	20.0	40.0	40.0	-
34.5	-	-	-	-	25.0
13.8	23.0	40.0	-	-	-
Nivel de Voltaje KV	Llano Sánchez	Llano Sánchez (Ampliación)	Veladero	Guasquitas	Mata de Nance
230	31.5	40.0	40.0	40.0	40.0
115	40.0	-	-	-	25.0
34.5	25.0	-	-	-	40.0
Nivel de Voltaje KV	Caldera	Progreso	Charco Azul		
230	-	31.5	-		
115	25.0	40.0	30.0		
34.5	-	12.0	-		

Como se puede observar comparando este cuadro con los niveles de falla del Anexo No. 26, la capacidad interruptiva en las subestaciones de ETESA es superior a los niveles de falla en estas.

## Capítulo 7: Plan de Expansión de Corto Plazo

Las ampliaciones identificadas en el corto plazo, 2007 – 2010, son las siguientes:

### 7.1 OBRAS EN CONSTRUCCIÓN

A continuación se detallan los proyectos de ampliaciones mayores que se encuentran actualmente en construcción y que fueron aprobados en planes de expansión anteriores:

#### 1. Línea Fortuna – Changuinola – Frontera 230 KV y Subestación Changuinola

Este proyecto consiste en:

##### LÍNEA DE TRANSMISIÓN:

Línea Fortuna – Changuinola - Frontera  
Cantidad de circuitos: 1 (torres para doble circuito)  
Longitud: 119 km  
Voltaje: 230 KV  
Conductor: 750 ACAR  
Hilo de guarda: OPGW 24 hilos  
Capacidad: 250 MVA (normal) 366 MVA (contingencia)

La línea Fortuna – Changuinola – Frontera constará de torres para doble circuito, instalando inicialmente un solo circuito, con longitud aproximada de 104 Km. de Fortuna a Changuinola y 15 Km. de Changuinola hasta la Frontera con Costa Rica (Guabito), en torres de circuito sencillo, contando con conductor 750 ACAR y cable OPGW en el hilo de guarda. Esta línea permitirá la interconexión con el sistema del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) lo cual garantizará intercambios de hasta 120 MW entre países. También permitirá el desarrollo de proyectos de generación hidroeléctrica identificados en la Provincia de Bocas del Toro, tales como Bonyic, Changuinola y otros.

Este proyecto se ha identificado en los Estudios de Refuerzos Nacionales del Proyecto SIEPAC como uno de los refuerzos necesarios para que se puedan intercambiar hasta 300 MW entre países del istmo centroamericano. De no construirse esta línea sería necesario reforzar la línea existente desde la subestación Río Macho (Costa Rica) hasta Mata de Nance, con una longitud total de 268 Km. para aumentar su capacidad de transmisión. Este refuerzo consistiría en retensar la línea además de la adición y reemplazo de torres. El costo de este refuerzo ha sido evaluado por parte del ICE en B/. 14 millones y por ETESA en B/. 5 millones.

Inicio del Proyecto: febrero de 2005  
Inicio de Operación: 30 de junio de 2008  
Inversión: B/. 18, 842,000

### **SUBESTACIÓN:**

La nueva línea 230 KV para la integración del Distrito de Changuinola al Sistema Interconectado Nacional requiere de la construcción de una subestación en la provincia de Bocas del Toro. Esta subestación tiene las siguientes características: Esquema de interruptor y medio con tres interruptores, funcionando inicialmente como anillo (con la posibilidad de ampliar a interruptor y medio en el futuro)  
Transformación: 1 autotransformador 230/115/34.5 KV, 30/40/50 MVA

Esta subestación en forma de anillo contará con dos naves, una con tres interruptores con dos salidas de líneas, una para la línea proveniente de la subestación Fortuna y la segunda para la línea hacia la interconexión con Costa Rica. Una segunda nave con dos cuchillas será para la conexión del autotransformador 230/115/34.5 KV, 30/40/50 MVA, el cual servirá para la alimentación a la empresa distribuidora que tenga la concesión del área, mientras que el embobinado de 115 KV permitirá la conexión del futuro proyecto hidroeléctrico Bonyic al sistema.

También es necesaria la instalación de los equipos de protección y medición en la subestación Fortuna para la adecuada operación de la línea de transmisión Fortuna - Changuinola.

Inicio del Proyecto: febrero de 2005  
Inicio de Operación: 30 de junio de 2008  
Inversión: B/. 5, 100,000

## **2. Línea Panamá – Cáceres 115 KV y Ampliación en las subestaciones Panamá y Cáceres**

Este proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión de 115 KV, circuito sencillo, subterránea entre las subestaciones Panamá y Cáceres, además de la ampliación en ambas subestaciones.

Línea Panamá - Cáceres  
Cantidad de circuitos: 1 subterráneo  
Longitud: 0.8 km  
Voltaje 115 KV  
Conductor: 750 MCM  
Capacidad: 125 MVA (normal) 200 MVA (contingencia)



Esta línea requiere la ampliación de las subestaciones Panamá y Cáceres:

- S/E Panamá: adición de una nave de 2 interruptores 115 KV y demás equipos relacionados
- S/E Cáceres: adición de un interruptor de 115 KV y demás equipos relacionados

La justificación de este proyecto es debido al incremento de carga en el área metropolitana en las subestaciones Locería y Marañón, aunado a la entrada en operación de la subestación Centro Bancario y la línea de 115 KV entre esta subestación y la subestación San Francisco, para el año 2007, todas ellas propiedad de EDEMET. Esto ocasiona que a partir del año 2007 se sobrecargue el único circuito de 115 KV existente entre las subestaciones Panamá y Cáceres bajo condiciones de operación normal.

Por lo expuesto anteriormente, es necesaria la entrada en operación de este proyecto en el año 2008.

Línea:

Inicio del Proyecto: enero de 2005

Inicio de Operación: enero de 2008

Inversión: B/. 658,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2005

Inicio de Operación: enero de 2008

Inversión: B/. 1, 469,000

## **7.2 OBRAS APROBADAS EN PLANES ANTERIORES**

### **1. Ampliación de Subestación Caldera 115/34.5 KV**

En el Plan de Expansión Indicativo de Generación se encuentran varios proyectos hidroeléctricos ubicados muy cercanos a la Subestación Caldera, al norte de esta. Estos proyectos son los siguientes: Mendre I, con capacidad de 16.4 MW, ubicado a 2.5 km de la S/E Caldera, El Sindigo, con capacidad de 10 MW, ubicado a 9 km de la S/ Caldera, Los Algarrobos, con capacidad instalada de 9.7 MW, ubicado a 12 km de la S/E Caldera. Adicionalmente, existe en el área otro proyecto que no está considerado en el Plan Indicativo de Generación, el proyecto Chiriquí, con capacidad aproximada de 8 MW y a 10 km de la S/ Caldera. Para poderse conectar todos estos proyectos al Sistema Interconectado Nacional, será necesario expandir la Subestación Caldera, ya que es el único sitio al que podrían conectarse.

Para expandir esta subestación será necesario la adición de un interruptor de 115 KV para completar la segunda nave de la subestación Caldera, conectar de allí un transformador reductor 115/34.5 KV, 50 MVA y adicionar una barra de 34.5 KV, en la cual podrían conectarse las líneas de 34.5 KV provenientes de estos proyectos. De no hacerse esta ampliación, estos proyectos tendrían que conectarse al patio de 34.5 KV de la Subestación Mata de Nance, para lo cual tendrían que construir más de 40 km adicionales de línea de 34.5 KV, además de la ampliación del patio de interruptor y medio de esta subestación, o conectarse en 115 KV, ya sea en la S/E Caldera o al patio de 115 KV de la Subestación Mata de Nance, con las respectivas adiciones de interruptores en estos patios, haciendo el costo para estos proyectos aún mayor.

En base a lo anterior, se considera que la mejor opción para la conexión de estos proyecto es la ampliación de la Subestación Caldera. El costo total de esta ampliación es de B/. 1, 945,467. A continuación se presenta el desglose de este costo:

ADICIÓN S/E CALDERA 115/34.5 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	1	74,904	74,904
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	1	9,719	9,719
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	2	8,366	16,732
25	Transformador de Potencia 115/34.5 kV y 50 MVA	1	836,000	836,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5975 MVA , 34.5 kV	1	47,250	47,250
30	Interruptores 34.5 KV	1	23,100	23,100
33	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	1	5,460	5,460
<b>SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO</b>				<b>1,013,165</b>
<b>SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN</b>				<b>129,915</b>
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
38	Sistema de puesta a tierra	lote	2.42	3,139
39	Servicios auxiliares	lote	10.57	13,735
40	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	25.25	32,808
41	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	47.46	61,661
42	Equipo de Comunicaciones	lote	32.92	42,764
43	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	12.99	16,877
<b>SUB TOTAL SUMINISTRO</b>				<b>1,184,150</b>
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.03	71,433
46	Obras Civiles Generales	lote	23.85	282,453
<b>TOTAL COSTO BASE</b>				<b>1,538,036</b>
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	76,902
48	Diseño		3.00	46,141
49	Ingeniería		4.00	61,521
50	Administración		4.00	61,521
51	Inspección		3.00	46,141
52	IDC		6.00	92,282
53	EIA		0.19	2,922
54	Terrenos			20,000
<b>COSTO TOTAL</b>				<b>1,945,467</b>

Por lo expuesto anteriormente, es necesaria la entrada en operación de este proyecto en el año 2009.

Subestación:

Inicio del Proyecto: enero de 2007

Inicio de Operación: agosto de 2009

Inversión: B/. 1, 945,467

## 2. Subestación Concepción 230/34.5 KV

En el área de Concepción, Provincia de Chiriquí, existe una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos, los cuales se listan a continuación:

Proyecto	Capacidad MW
Chuspa	6.6
El Bregue	2.7
Macano	5.8
La Cuchilla	9.7
Bocalatún	12.0
Concepción	10.0
Perlas Norte	10.0
Perlas Sur	10.0
Porvenir Norte	4.0
Porvenir Sur	6.4
Terra 1	2.0
Pedregalito	20.0
<b>TOTAL</b>	<b>99.2</b>

De estos proyectos, se han recibido notas de Las Perlas Norte, Las Perlas Sur, El Porvenir Norte, Pedregalito y Macano, solicitando el punto de conexión a la red de transmisión, los cuales suman 49.8 MW.

La única forma en que estos proyectos se pueden conectar al SIN sería desarrollando una nueva subestación colectora en el área. En este sentido, se incluye en este Plan de Expansión la construcción de una Subestación Concepción 230/34.5 KV, con el propósito de que estos proyecto hidroeléctricos puedan, mediante líneas de 34.5 KV, conectarse al SIN. Esta subestación seccionará la línea Mata de Nance – Progreso, en las cercanías del pueblo de Concepción, aproximadamente a 27 km de la subestación Mata de Nance.

El costo total de esta subestación es de aproximadamente B/. 3, 950,560. Adicionalmente, se contempla la construcción de aproximadamente 10 km de línea de 230 KV, circuito sencillo, para seccionar la línea Mata de Nance – Progreso y llegar hasta la ubicación de la S/E Concepción, con un costo de B/. 1, 115,000. para un costo total de B/. 5, 065,560.

Subestación Concepción 230/34.5 KV en esquema de Anillo (una nave con tres interruptores, para la conexión de las líneas y una nave con dos cuchillas para la conexión del transformador):

<b>S/E CONCEPCION 230 KV Anillo</b>				
<b>ITEM N°</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo Unitario Suministro B/.</b>	<b>Total Suministro B/.</b>
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	3	131,397	394,190
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	2	16,700	33,401
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	8	12,003	96,021
16	Pararrayos 192 KV	6	3,452	20,714
20	PT 230 KV	6	5,911	35,465
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	1	961,000	961,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5975 MVA , 34.5 kV	1	47,250	47,250
30	Interruptores 34.5 KV	1	23,100	23,100
33	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	1	5,460	5,460
	<b>SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO</b>			<b>1,616,600</b>
	<b>SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN</b>			<b>608,350</b>
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
38	Sistema de puesta a tierra	lote	2.42	14,699
39	Servicios auxiliares	lote	10.57	64,319
40	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	25.25	153,632
41	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	47.46	288,741
42	Equipo de Comunicaciones	lote	32.92	200,250
43	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	12.99	79,029
	<b>SUB TOTAL SUMINISTRO</b>			<b>2,417,269</b>
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.03	145,820
46	Obras Civiles Generales	lote	23.85	576,587
	<b>TOTAL COSTO BASE</b>			<b>3,139,676</b>
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	156,984
48	Diseño		3.00	94,190
49	Ingeniería		4.00	125,587
50	Administración		4.00	125,587
51	Inspección		3.00	94,190
52	IDC		6.00	188,381
53	EIA		0.19	5,965
54	Terrenos			20,000
	<b>COSTO TOTAL</b>			<b>3,950,560</b>

**Línea de 230 KV, circuito sencillo:**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 750 ACAR (miles de B/.)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	10.00		3.22	0.00	32.21	32.21
2. Conductores y accesorios	10.00		16.61	0.00	166.09	166.09
3. Hilo de Guarda y accesorios	10.00		1.08	0.00	10.78	10.78
4. OPGW y accesorios	10.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	10.00		2.86	0.00	28.61	28.61
5. Torres y accesorios	10.00		24.85	0.00	248.54	248.54
<b>Sub-Total Materiales</b>				<b>0.00</b>	<b>486.24</b>	<b>486.24</b>
6. Fundaciones	10.00	0.18		87.81		87.81
7. Derecho de vía	10.00	0.01		4.62		4.62
8. Montaje	10.00	0.30		144.41		144.41
<b>Total Costo Base</b>				<b>236.83</b>	<b>486.24</b>	<b>723.07</b>
9. Contingencias	0.10			23.68	48.62	72.31
10. Ingeniería y Administración	0.08			57.85		57.85
11. EIA B/. * kM	2.50			25.00		25.00
12. Diseño	0.03			21.69		21.69
13. Inspección	0.03			21.69		21.69
14. Indemnización B/. * kM	15.00			150.00		150.00
15. IDC	0.06			43.38		43.38
<b>COSTO TOTAL</b>				<b>580.13</b>	<b>534.86</b>	<b>1,115.00</b>

**Línea:**

Inicio del Proyecto: enero de 2007

Inicio de Operación: octubre de 2009

Inversión: B/. 1, 115,000

**Subestaciones:**

Inicio del Proyecto: enero de 2007

Inicio de Operación: octubre de 2009

Inversión: B/. 3, 950,560

## Capítulo 8: Análisis del Sistema de Transmisión de Largo Plazo

El Reglamento de Transmisión establece en su Artículo 114 que los valores de factor de potencia de los distribuidores y grandes clientes en su punto de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión, a partir del 1 de enero de 2007 debe ser de 0.9(-) a 0.98(-) para valle nocturno (10:00 pm a 5:00 am) y de 0.97(-) a 1.00(-) para el resto del día. Los análisis eléctricos realizados en este informe han tomado en cuenta lo establecido en este artículo.

Los resultados de los estudios eléctricos para el período 2011 – 2016 para los distintos escenarios de generación del Plan indicativo de Generación se explican a continuación. El detalle de estos resultados se pueden apreciar en el Anexo 23 “Resultados de Flujos de Potencia “ y el Anexo 24 “Resultados de Estabilidad Transitoria”.

### 8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2013

#### 8.1.1 ESCENARIOS MHT7 y MHTCB7

##### ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2013. Para estos análisis del sistema actual se consideraron los escenarios de demanda máxima de invierno, verano y demanda mínima. Para este año, en estos escenarios entran en operación un banco de capacitores de 60 MVAR en Panamá II (para un total de 120 MVAR) y la S/E Chiriqui Viejo 230 KV. Se considera que entran en operación los proyectos hidroeléctricos Bonyic (30 MW), Gualaca (27.6 MW), Bajo de Mina (52.4 MW) y el proyecto térmico Panapower (85 MW) 2da etapa.

##### OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima, se encuentran dentro del límite permisible, por lo que el sistema opera dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

##### OPERACION EN CONTINGENCIA

Para este escenario, para el año 2013 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Pacora – Panamá II, Panamá – Panamá II, Panapower – Panamá II, Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Veladero, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23 donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles

de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV.

### **ANÁLISIS DE ESTABILIDAD**

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV, con apertura en 4 ciclos de la línea de transmisión. Las fallas consideradas fueron las siguientes: falla trifásica en Mata de Nance con apertura del circuito Mata de Nance – Veladero, falla trifásica en Guasquitas con apertura del circuito Guasquitas – Veladero, falla trifásica en Panamá II con apertura del circuito Panamá II – Pacora, falla trifásica en Panamá II con apertura del circuito Panamá – Panamá II, falla trifásica en Llano Sánchez con apertura del circuito Llano Sánchez - Panamá II y falla trifásica en Caldera con apertura del circuito Caldera – Mata de Nance 115 KV. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 24 de resultados de estabilidad.

### **8.1.2 ESCENARIO MHTGBC7**

#### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA**

Para este año, en estos escenarios entran en operación un banco de capacitores de 60 MVAR en Panamá II (para un total de 120 MVAR) y la S/E Chiriqui Viejo 230 KV. Se considera que entran en operación los proyectos hidroeléctricos Bonyic (30 MW), Gualaca (27 MW), Bajo de Mina (52 MW), El Alto (60 MW) y el proyecto térmico Panapower (85 MW) 2da etapa.

#### **OPERACION NORMAL**

En condiciones de operación normal, el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima se encuentra dentro de los límites permitidos de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

#### **ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS**

Para este escenario, para el año 2013 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Pacora – Panamá II, Panamá – Panamá II, Panapower – Panamá II, Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Veladero y Santa Rita - Cáceres, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de

Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV.

### **8.1.3 ESCENARIO MHTGDC7**

#### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA**

Para este año, en estos escenarios entran en operación un banco de capacitores de 60 MVAR en Panamá II (para un total de 120 MVAR) y la S/E Chiriqui Viejo 230 KV. Se considera que entran en operación los proyectos hidroeléctricos Bonyic (30 MW), Gualaca (27 MW), Bajo de Mina (52 MW), el proyecto térmico Panapower (85 MW) 2da etapa y la conversión del Ciclo Combinado de BLM a gas natural (158 MW).

#### **OPERACION NORMAL**

En condiciones de operación normal, el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima se encuentra dentro de los límites permitidos de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

#### **ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS**

Para este escenario, para el año 2013 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Pacora – Panamá II, Panamá – Panamá II, Panapower – Panamá II, Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Veladero y Santa Rita - Cáceres, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV.

### **8.1.4 ESCENARIO MHTTLA7**

#### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA**

Para este año, en estos escenarios entran en operación un banco de capacitores de 60 MVAR en Panamá II (para un total de 120 MVAR) y la S/E Chiriqui Viejo 230 KV. Se considera que entran en operación los proyectos hidroeléctricos Bonyic (30 MW), Gualaca (27 MW), Bajo de Mina (52 MW) y el proyecto térmico Panapower (85 MW) 2da etapa y la conversión del Ciclo Combinado de BLM a gas natural (158 MW). También un proyecto eólico de 80 MW.

#### **OPERACION NORMAL**

En condiciones de operación normal, el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima se encuentra dentro de los límites permitidos de acuerdo al Reglamento de Transmisión.



## **ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS**

Para este escenario, para el año 2013 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Pacora – Panamá II, Panamá – Panamá II, Panapower – Panamá II, Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Veladero y Santa Rita - Cáceres, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV.

## **8.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2016**

### **8.2.1 ESCENARIO MHT7**

#### **ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO**

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2016. Para estos análisis del sistema actual se consideraron los escenarios de demanda máxima de invierno, verano y demanda mínima. Para este año, en estos escenarios entran en operación un banco de capacitores de 60 MVAR en Llano Sánchez (60 MVAR) y la S/E Chiriqui Viejo 230 KV. Se considera la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Lorena (35.7 MW), Pando (32.6 MW), El Alto (60 MW), Prudencia (56.2 MW), Monte Lirio (51.7 MW) y un proyecto térmico de MMV de 100 MW.

#### **OPERACION NORMAL**

En condiciones de operación normal, los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima se encuentran dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

#### **OPERACION EN CONTINGENCIA**

Para este escenario, para el año 2016 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Pacora – Panamá II, Panamá – Panamá II, Panapower – Panamá II, Guasquitas – Veladero y Lorena - Veladero, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV.

## **ANÁLISIS DE ESTABILIDAD**

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV, con apertura en 4 ciclos de la línea de transmisión. Las fallas consideradas fueron las siguientes: falla trifásica en Mata de Nance con apertura del circuito Mata de Nance – Veladero, falla trifásica en Guasquitas con apertura del circuito Guasquitas – Veladero, falla trifásica en Panamá II con apertura del circuito Panamá II – Pacora, falla trifásica en Panamá II con apertura del circuito Panamá – Panamá II, falla trifásica en Llano Sánchez con apertura del circuito Llano Sánchez - Panamá II y falla trifásica en Caldera con apertura del circuito Caldera – Mata de Nance 115 KV. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 25 de resultados de estabilidad.

### **8.2.2 ESCENARIO MHTCB7**

#### **ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO**

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2016. Para estos análisis del sistema actual se consideraron los escenarios de demanda máxima de invierno, verano y demanda mínima. Para este año, en estos escenarios entran en operación un banco de capacitores de 60 MVAR en Llano Sánchez (60 MVAR) y la S/E Chiriqui Viejo 230 KV. Se considera la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Lorena (35.7 MW), Pando (32.6 MW), El Alto (60 MW), Prudencia (56.2 MW), Monte Lirio (51.7 MW) y un proyecto térmico de MMV de 50 MW.

#### **OPERACION NORMAL**

En condiciones de operación normal, los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima, se encuentran dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

#### **OPERACION EN CONTINGENCIA**

Para este escenario, para el año 2016 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Pacora – Panamá II, Panamá – Panamá II, Panapower – Panamá II, Guasquitas – Veladero y Lorena - Veladero, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles

de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV.

### **8.2.3 ESCENARIO MHTGBC7**

#### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA**

Para este año, en estos escenarios entran en operación un banco de capacitores de 60 MVAR en Llano Sánchez (60 MVAR) y la S/E Chiriqui Viejo 230 KV. Se considera la entrada en operación de los dos proyectos térmicos de turbinas de gas con gas natural de 100 MW.

#### **OPERACION NORMAL**

En condiciones de operación normal, el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima, se encuentra dentro de los límites permitidos de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

#### **ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS**

Para este escenario, para el año 2016 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Pacora – Panamá II, Panamá – Panamá II, Panapower – Panamá II, Guasquitas – Veladero, Mata de Nance - Veladero y Santa Rita - Cáceres, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV.

### **8.2.4 ESCENARIO MHTGDC7**

#### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA**

Para este año, en estos escenarios entran en operación un banco de capacitores de 60 MVAR en Llano Sánchez (60 MVAR) y la S/E Chiriqui Viejo 230 KV. Se considera la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico El Alto (60 MW) y un proyecto térmicos de Ciclo Combinado de gas natural de 250 MW.

#### **OPERACION NORMAL**

En condiciones de operación normal, el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima, se encuentra dentro de los límites permitidos de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

## **ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS**

Para este escenario, para el año 2016 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Pacora – Panamá II, Panamá – Panamá II, Panapower – Panamá II, Guasquitas – Veladero, Mata de Nance - Veladero y Santa Rita – Cáceres, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV.

### **8.2.5 ESCENARIO MHTTLA7**

#### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA**

Para este año, en estos escenarios entran en operación un banco de capacitores de 60 MVAR en Llano Sánchez (60 MVAR) y la S/E Chiriqui Viejo 230 KV. Se considera la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico El Alto (60 MW) y un proyecto térmicos de turba de 250 MW.

#### **OPERACION NORMAL**

En condiciones de operación normal, el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima, se encuentra dentro de los límites permitidos de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

#### **ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS**

Para este escenario, para el año 2016 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Pacora – Panamá II, Panamá – Panamá II, Panapower – Panamá II, Guasquitas – Veladero, Mata de Nance - Veladero y Santa Rita – Cáceres, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV.

### **8.3 ANÁLISIS DEL ESCENARIO MHT7H**

De acuerdo al Concurso EDEMET-Elektra 02-07, realizado en el mes de mayo del 2007, las empresas generadoras Balboa (87 MW), Térmica del Caribe (50 MW) y Generadora del Atlántico (116 MW), obtuvieron contratos con estas empresas distribuidoras para la entrega de energía durante el año 2009. Por este motivo se incluye en el Plan de Expansión un nuevo escenario considerando estas plantas térmicas, además del atraso de la central hidroeléctrica Changuinola I (223 MW) de julio de 2010 a abril de 2011, de acuerdo a la última información recibida de parte de AES.

Para este nuevo escenario se realizaron los análisis eléctricos para los años 2009, 2011, 2013 y 2016. Se consideró que la central térmica Balboa se conectará en la subestación de Bahía Las Minas, Térmica de Caribe se conectará en la subestación Cemento Panamá y Generadora Atlántico en la subestación Santa Rita 115 KV.

#### **Año 2009**

##### **ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO**

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para los años indicados. Para estos análisis del sistema actual se consideraron los escenarios de demanda máxima de invierno, verano y demanda mínima. Para este año, en este escenario entran en operación las centrales térmicas antes indicadas.

##### **OPERACION NORMAL**

En condiciones de operación normal, los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima se encuentran dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

##### **OPERACION EN CONTINGENCIA**

Para este escenario, para el año 2009 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos BLM 1 – Santa Rita, Cemento – Panamá, BLM 2 – Chilibre, para observar el efecto de la adición de esta generación (253 MW) en la zona atlántica.

Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV. En el Anexo 24 se presenta los resultados de estabilidad transitoria para este escenario, donde se muestra que el sistema permanece estable para fallas trifásicas en las líneas

mencionadas anteriormente. En el Anexo 26 se presentan los resultados de corto circuito con la adición de estas centrales.

### **Año 2011**

#### **ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO**

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para los años indicados. Para estos análisis del sistema actual se consideraron los escenarios de demanda máxima de invierno, verano y demanda mínima. Para este año, entra en operación las centrales hidroeléctricas Changuinola I (223 MW), El Sindigo (10 MW) y la conversión de las unidades 2, 3 y 4 de vapor de BLM a carbón.

#### **OPERACION NORMAL**

En condiciones de operación normal, los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima se encuentran dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

#### **OPERACION EN CONTINGENCIA**

Para este escenario, para el año 2011 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos BLM 1 – Santa Rita, Cemento – Panamá, BLM 2 – Chilibre, para observar el efecto de la adición de esta generación (253 MW) en la zona atlántica.

Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV. En el Anexo 24 se presenta los resultados de estabilidad transitoria para este escenario, donde se muestra que el sistema permanece estable para fallas trifásicas en las líneas mencionadas anteriormente. En el Anexo 26 se presentan los resultados de corto circuito con la adición de estas centrales.

### **Año 2013**

#### **ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO**

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para los años indicados. Para estos análisis del sistema actual se consideraron los escenarios de demanda máxima de invierno, verano y demanda mínima. Para este año, entran en operación las centrales hidroeléctricas Pedregalito (20 MW) y Mendre (18 MW).

#### **OPERACION NORMAL**

En condiciones de operación normal, los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y

verano, como en demanda mínima se encuentran dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

### **OPERACION EN CONTINGENCIA**

Para este escenario, para el año 2013 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos BLM 1 – Santa Rita, Cemento – Panamá, BLM 2 – Chilibre, para observar el efecto de la adición de esta generación (253 MW) en la zona atlántica.

Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV. En el Anexo 24 se presenta los resultados de estabilidad transitoria para este escenario, donde se muestra que el sistema permanece estable para fallas trifásicas en las líneas mencionadas anteriormente. En el Anexo 26 se presentan los resultados de corto circuito con la adición de estas centrales.

#### **Año 2016**

### **ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO**

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para los años indicados. Para estos análisis del sistema actual se consideraron los escenarios de demanda máxima de invierno, verano y demanda mínima. Para este año, entran en operación las centrales hidroeléctricas Gualaca (24 MW), Lorena (36 MW), Bajo de Mina (51 MW).

### **OPERACION NORMAL**

En condiciones de operación normal, los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima se encuentran dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

### **OPERACION EN CONTINGENCIA**

Para este escenario, para el año 2016 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos BLM 1 – Santa Rita, Cemento – Panamá, BLM 2 – Chilibre, para observar el efecto de la adición de esta generación (253 MW) en la zona atlántica.

Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 23, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV. En el Anexo 24 se presenta los resultados de estabilidad transitoria para este escenario, donde

se muestra que el sistema permanece estable para fallas trifásicas en las líneas mencionadas anteriormente. En el Anexo 26 se presentan los resultados de corto circuito con la adición de estas centrales.

Para este escenario, fue necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde Bahía Las Minas, ya que con la adición de generación térmica en el área atlántica (253 MW), en conjunto con la capacidad instalada actualmente de BLM (120 MW de las unidades 2, 3 y 4 en base a carbón y 160 MW de ciclo combinado) el sistema de transmisión presentaba sobrecarga, tanto en condiciones de operación normal como en contingencia. En los Anexos 23, 24 y 26 se presentan estos resultados de flujo de potencia, estabilidad transitoria y corto circuito. Para solucionar la sobrecarga en estas líneas se procedió a la implementación de la segunda etapa del proyecto de Santa Rita, el cual consiste en la expansión a 230 KV. Esto comprende la construcción de aproximadamente 30 Km. de línea de 230 KV para completar la línea Santa Rita – Panamá 2 230 KV y aproximadamente 25 Km. de línea de 115 KV Santa Rita – Cáceres y la ampliación a 230 KV de la subestación Santa Rita, con dos transformadores 230/115 KV, 100 MVA. Se ha contemplado hacer la construcción de esta línea de 230 KV y operarla inicialmente en 115 KV hasta que la ampliación de generación en el área de Colon requiera la ampliación a 230 KV. Esto se verificará en os próximos planes de expansión.



## Capítulo 9: Resultados de la Evaluación Técnica-Económica y Selección del Plan de Largo Plazo

### 9.1 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Se plantean análisis para los siguientes seis escenarios de oferta de energía o generación:

- **Escenario 1:** Caso con demanda media hidrotérmico (MHT)
- **Escenario 2:** En este caso se considera demanda media hidrotermico y carbón (MHTCB)
- **Escenario 3:** Caso de demanda media hidrotermico gas natural en barcaza a partir del año 2009 y carbón (MHTGBC)
- **Escenario 4:** Escenario de demanda media hidrotermico gas natural en gasoducto a partir del 2012 y carbón (MHTGDC)
- **Escenario 5:** Caso con demanda media hidrotermico gas natural en gasoducto a partir del 2102, carbón, turba y eólico (MHTTLA)
- **Escenario 6:** Corresponde con un escenario actualizado, considerando el atraso en la fecha de entrada del generador hidráulico de Changuinola de 2010 para el 2011. Adicionalmente, en éste escenario se tienen en cuenta las nuevas centrales térmicas de Balboa, Térmica del Caribe y Generadora del Atlántico, con una capacidad máxima aproximada de 253 MW y que se estarían conectando cerca de la subestación Bahía Las Minas y Santa Rita a 115 kV.

### 9.2 GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO (SIN PLAN)

Para el modelamiento del análisis de expansión se dividió el sistema en dos áreas, unidas mediante las líneas que comunican a Veladero con Llano Sánchez. De esta forma se conformaron dos subsistemas denominados como Oriental, que incluye todas las subestaciones desde Llano Sánchez hacia Panamá, y Occidental, que comprende las redes de las provincias de Veraguas, Chiriquí y Bocas del Toro.

Esa subdivisión obedece a que a partir del análisis eléctrico se pudo establecer que el limite de capacidad actual entre estos dos subsistemas es de 620 MW, siendo que éste límite corresponde al menor valor encontrado entre los límites térmico, de regulación de tensión y de estabilidad, de forma de que se cumpla con los límites permisibles de tensión. En particular, la condición que predominó en el valor de ese límite fue tener una condición de N-1 en una de las líneas Veladero-Llano Sánchez para máxima transferencia hidráulica desde el Occidente hacia el Oriente del país.

Es importante resaltar que para éste caso el limite de intercambio lo impone la capacidad térmica de las líneas Veladero-Llano Sánchez, es decir, al ocurrir la contingencia N-1 las demás líneas quedan sobrecargadas, para lo cuál no se

consigue una solución efectiva diferente a colocar un refuerzo de transmisión o repotenciar los circuitos entre ambas subestaciones.

Los dispositivos FACTS no aplican en éste caso por tratarse de un valor de capacidad asociado a límite térmico, no es un problema solamente de estabilidad ni tensión.

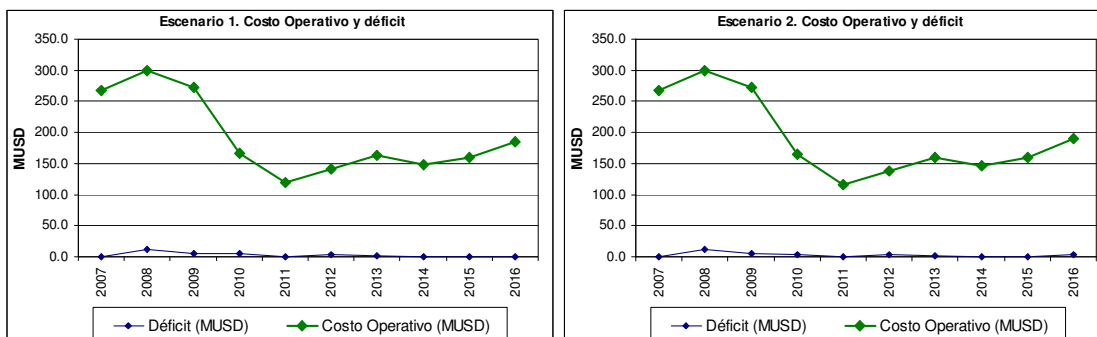
Frente a la repotenciación de circuitos, el análisis de ésta solución se debe revisar de manera particular para cada línea, ya que en esa solución intervienen el cálculo del valor de las restricciones asociadas a la indisponibilidad de la línea que se repotencia, la posibilidad física que tienen las estructuras de soportar las tensiones mecánicas asociadas al cambio de conductor y herrajes, además del análisis del impacto que puede tener ese tipo de obras en cuánto a afectaciones a terceros que limiten en la franja de servidumbre.

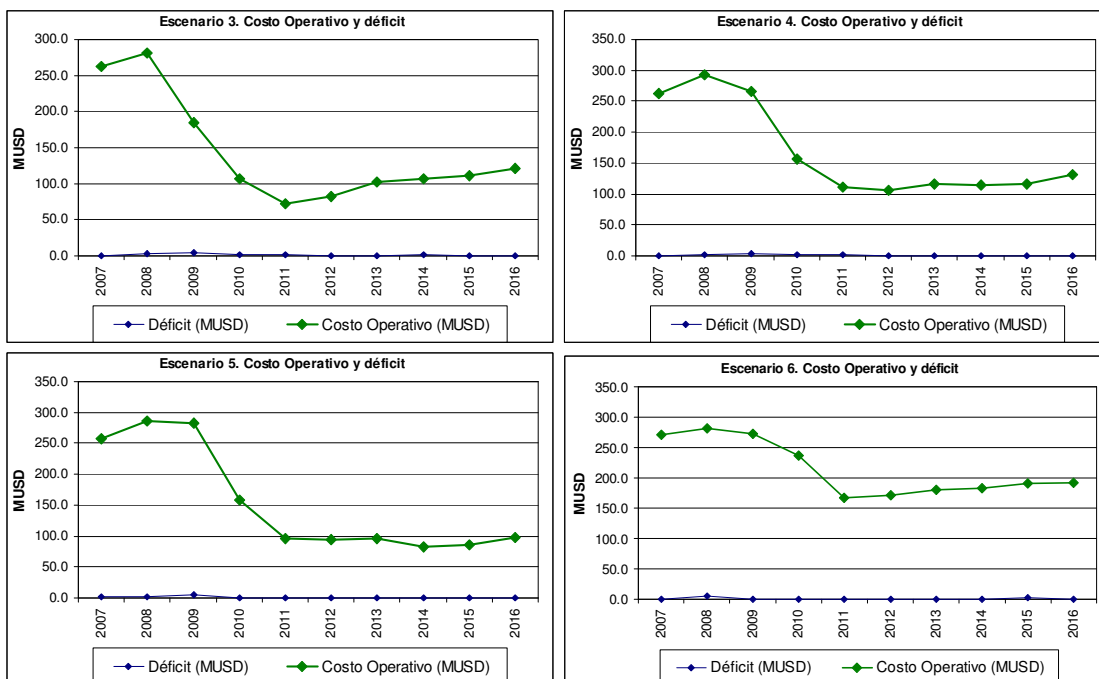
Si no se realizan obras de refuerzo en el sistema entre ambos subsistemas se mantiene ese límite de intercambio de 620 MW entre el área Oriental y Occidental.

### 9.3 PROYECCIÓN DEL COSTO OPERATIVO SIN PLAN

En la Figura 9-1 se muestra la proyección de costo operativo del sistema incluyendo déficit si no se cuenta con ningún plan de expansión de transmisión para el escenario correspondiente a cada uno de los seis escenarios analizados.

El déficit encontrado en el plan solo es aplicable a las restricciones de transmisión en el sistema, ya que la generación definida en los diferentes escenarios permite la atención a la demanda en todos los casos. Al colocar la red, se presentan restricciones que en el modelo tienen como efecto cortar carga en barras del sistema de manera que se minimice el costo de déficit. Así las cosas, el déficit que se muestra es causado por la componente correspondiente a la transmisión, ya que se pudo verificar que si la red fuera ideal y no existieran limitaciones de transporte no se esperarían cortes de carga causados por falta de generación.





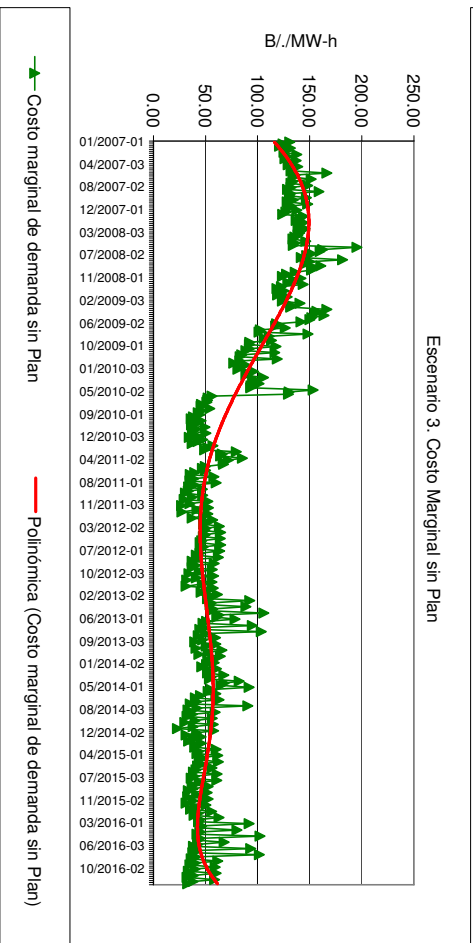
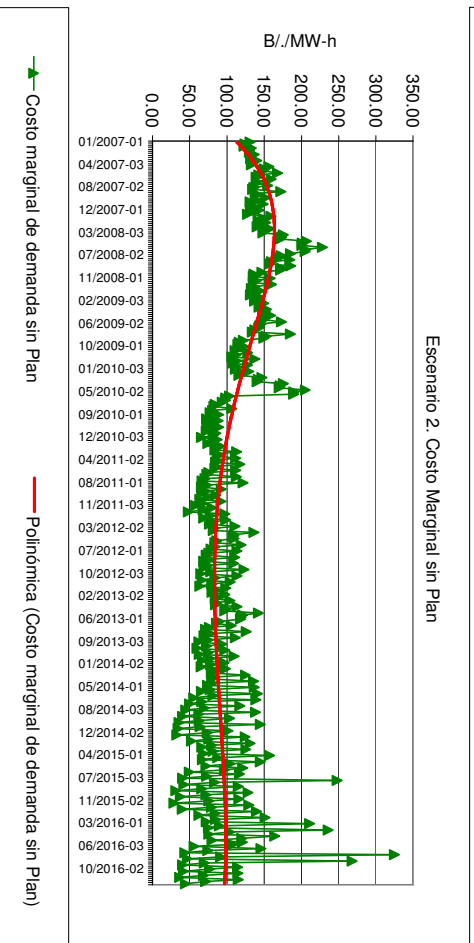
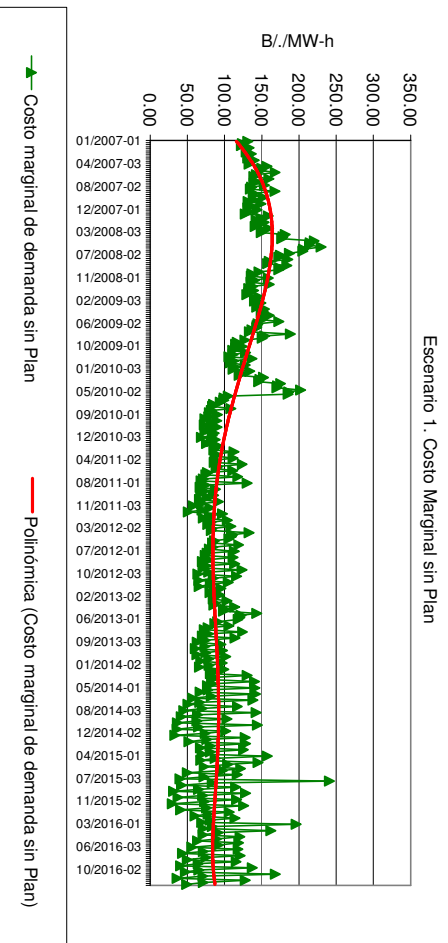
**Figura 9-1 Proyección de Costo Operativo y déficit sin plan**

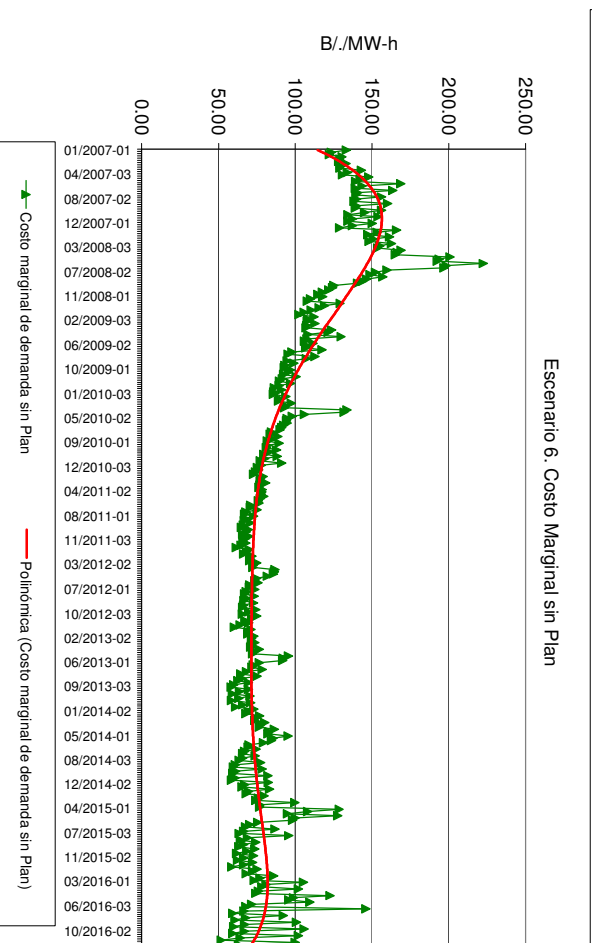
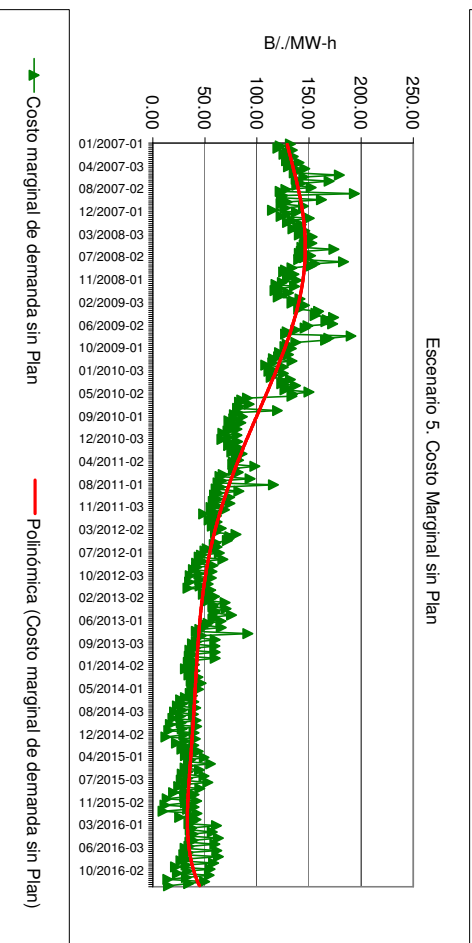
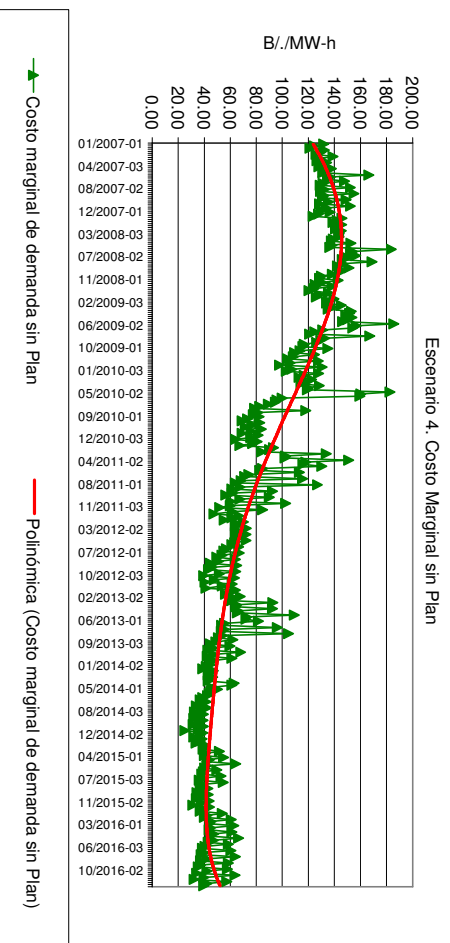
Se verifica que para todos los escenarios de generación no se esperarían racionamientos en el sistema aún con la red existente sin refuerzos durante el horizonte de análisis.

Hasta el año 2009 los costos operativos son similares en todos los escenarios, y para los escenarios 1 y 2 son casi iguales en el largo plazo de acuerdo con la proyección de generación establecida para éstos casos, en los cuales aparecen desarrollos de generación a base de carbón. Los escenarios 3, 4 y 5 ofrecen el menor costo operativo dado que se desarrollan con base en gas, transportado por ducto o barcaza.

El escenario 6 presenta el mayor costo operativo, debido a que se atrasa la generación de Changuinola hasta el 2011 y los nuevos generadores del área de Colón se conforman por motores de media velocidad que consumen Bunker.

Para todos los casos el costo marginal del sistema tiene el comportamiento mostrado en la Figura 9-2, que inicia con un valor promedio de 150 USD/MW-h, y según el caso se reduce y al final del período queda en el rango entre 50 y 100 USD/MW-h.





**Figura 9-2 Evolución del costo marginal del sistema sin plan**

#### 9.4 PROYECTOS CANDIDATOS

El conjunto de candidatos utilizados para expansión se describen en el Anexo 2, el cual detalla los proyectos disponibles para reforzar la red de transmisión. Los proyectos considerados son viables técnicamente y en caso de ser seleccionados por el modelo pueden implementarse.

#### 9.5 IDENTIFICACIÓN DE PLANES

Utilizando el modelo de expansión automática de la transmisión, para los años 2009, 2011, 2013 y 2016, y evaluando 100 despachos para cada año y escenario, correspondientes con 50 series hidrológicas para demanda máxima en invierno y verano, tal como se explicó en el Capítulo 5 de Metodología, se establecieron los proyectos mostrados en la Tabla 9-1 requeridos por el sistema a partir del año 2011<sup>39</sup>:

**Tabla 9-1 Frecuencias ponderadas para cada candidato en los 6 escenarios. Período 2011–2016. (Valores en %)**

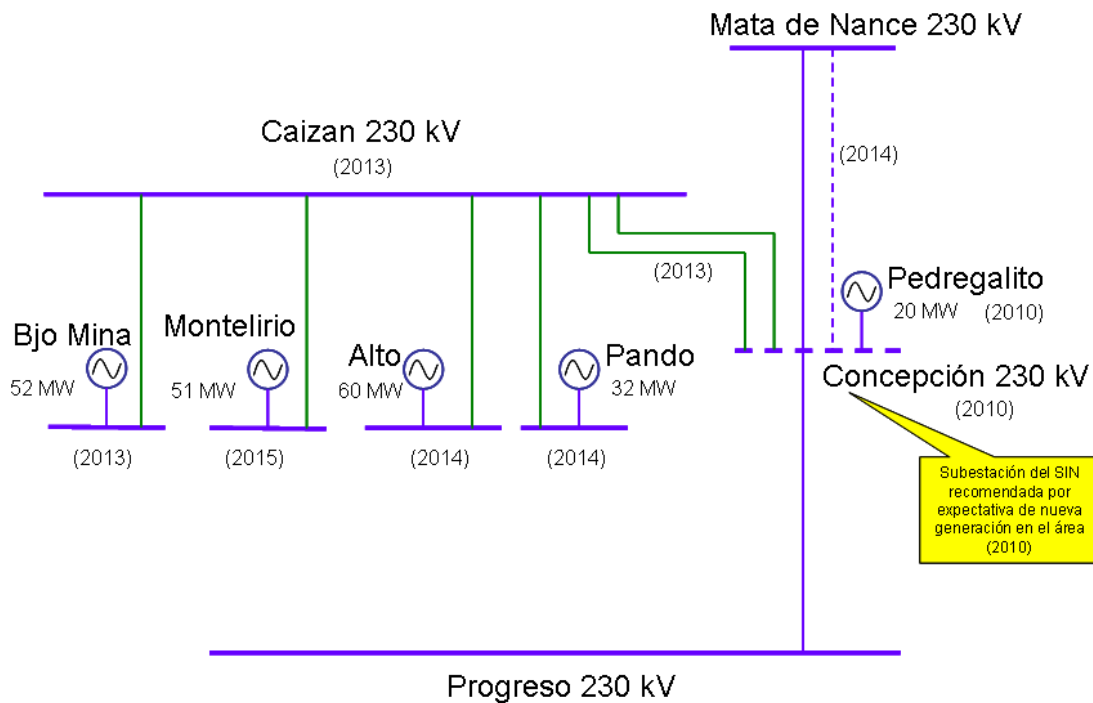
Barra Inicio	Barra Llegada	Reactancia (%)	Capacidad (MW)	Costo (MUSD)	2011					
					Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4	Esc. 5	Esc. 6
VEL-230	LLS-230	9.90	225	17.64	0	0	0	0	0	0
MDN-230	VEL-230	7.80	193	11.50	0	0	0	0	0	0
CHO-230	PAN-230	3.50	193	11.50	23	61	75	25	30	0
CHA75-230	GUA-230	9.50	225	6.33	88	84	93	84	87	93
LLS-230	CHO-230	0.30	225	6.00	24	61	84	25	38	12
GUA-230	VEL-230	7.60	225	14.10	0	0	0	0	0	0

Barra Inicio	Barra Llegada	Reactancia (%)	Capacidad (MW)	Costo (MUSD)	2013					
					Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4	Esc. 5	Esc. 6
VEL-230	LLS-230	9.90	225	17.64	0	0	0	0	0	0
MDN-230	VEL-230	7.80	193	11.50	0	0	0	0	0	0
CHO-230	PAN-230	3.50	193	11.50	91	89	89	81	86	0
CHA75-230	GUA-230	9.50	225	6.33	98	97	94	89	94	93
LLS-230	CHO-230	0.30	225	6.00	96	95	94	88	87	0
GUA-230	VEL-230	7.60	225	14.10	0	0	0	0	0	0

<sup>39</sup> En todos los escenarios analizados para el año 2009 no se identificaron refuerzos de transmisión necesarios como expansión.

Barra Inicio	Barra Llegada	Reactancia (%)	Capacidad (MW)	Costo (MUSD)	2016					
					Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4	Esc. 5	Esc. 6
VEL-230	LLS-230	9.90	225	17.64	72	70	0	0	0	0
MDN-230	VEL-230	7.80	193	11.50	57	58	0	0	0	0
CHO-230	PAN-230	3.50	193	11.50	90	94	93	90	86	89
CHA75-230	GUA-230	9.50	225	6.33	93	93	99	97	98	97
LLS-230	CHO-230	0.30	225	6.00	92	95	97	97	88	92
GUA-230	VEL-230	7.60	225	14.10	20	22	0	0	0	0

Como proyectos de conexión de generación necesarios para lograr el despacho de las nuevas unidades requeridas por el sistema, se tuvieron en cuenta las líneas mostradas en la Figura 9-3, que serían desarrolladas fuera del plan por conexión, en la medida en que los nuevos generadores ingresen a la red.



**Figura 9-3 Conexión de Pedregalito, Bajo Mina, Pando, Monte Lirio y El Alto**

La inclusión de la subestación Concepción que abre la línea Progreso-Mata de Nance estaría condicionada al desarrollo de los nuevos proyectos de generación en el área, iniciando por Pedregalito en el 2010. De acuerdo con los análisis eléctricos, se identificó que en caso de darse la conexión de la generación del área, sería necesario contar con una nueva línea Concepción-Mata de Nance a partir del 2014, con el fin de cumplir con el criterio N-1 evitando para el sistema la pérdida de estas plantas por contingencia.

No aparece la necesidad de refuerzos a nivel de 115 kV.

Para el escenario 6 el SDDP no encuentra casos en los que toda la generación del área de Bahía las Minas y Santa Rita se despachen al 100%. Esta condición operativa debe esperarse ante condiciones normales del sistema, en las cuales se cuente con la disponibilidad de las plantas, combustibles, hidrología y red.

No obstante, en caso de presentarse un despacho extremo que puede presentarse eventualmente, se estaría en una condición de atrapamiento de generación en vista de que la red existente no permitiría evacuar toda la capacidad de las unidades, siendo que la capacidad instalada reflejada en Bahía las Minas y Santa Rita 115 kV sería del orden de 253 MW con la siguiente composición:

- *Plantas proyectadas en Bahía las Minas 115 kV:* Térmica Caribe de 50 MW y Térmica Balboa con 87 MW.
- *Plantas proyectadas en Santa Rita 115 kV:* Térmica Atlántico de 116 MW.

En vista de lo anterior, se realizó un análisis de conexión mediante el modelo de expansión a fin de encontrar los refuerzos requeridos ante un despacho extremo. El resultado del modelo se presenta en la Tabla 9-2. Los refuerzos de conexión definitivos se determinarán a partir de los análisis eléctricos de largo plazo con base en los resultados obtenidos por el modelo.

**Tabla 9-2 Numero de circuitos requeridos para conexión de generación en Bahía Las Minas y Santa Rita ante un despacho extremo.**

Barra Inicio	Barra Llegada	Reactancia (%)	Capacidad (MW)	Costo (MUSD)	Numero de Circuitos		
					2011	2013	2016
SRI-230	PA2-230	4.50	225	16.39	1	1	1
SRI-230	SRI-115	5.14	175	3.46	1	1	1

## 9.6 ANÁLISIS ELÉCTRICOS DE LARGO PLAZO

En el largo plazo se hace un análisis del desempeño del sistema eléctrico con los proyectos propuestos en el plan de expansión y los proyectos identificados con el modelo de expansión. Desde el punto de vista de estabilidad no se encuentran problemas de oscilación ni pérdida de sincronismo. Todos estos resultados se pueden apreciar en los Anexos 23 y 24.

### 9.6.1 SOBRECARGAS EN ESTADO ESTACIONARIO

El sistema presenta una distribución de flujos adecuada y durante el horizonte de análisis no se presentan sobrecargas en líneas o transformadores en estado normal de operación.



## 9.6.2 ANÁLISIS DE SOBRECARGAS EN CONDICIONES N-1

Con los proyectos propuestos se logra una adecuada atención de contingencias. En general, el sistema está en una condición adecuada de operación hasta el año 2012 y a partir del año 2014 con los proyectos propuestos se cumple con el criterio de confiabilidad determinística N-1.

Dado que el modelo de expansión por efecto de la optimización de costos de operación mostró la conveniencia de reforzar el enlace de los subsistemas Oriente y Occidente con las nuevas líneas Llano Sánchez-Chorrera-Panamá, se pudo verificar mediante análisis eléctrico que era posible lograr el incremento en el intercambio entre ambas áreas mediante reconfiguraciones y compensación capacitiva, sin requerir de corredores de servidumbre necesarios para implementar los nuevos refuerzos indicados por el modelo.

Se identificó que es posible aumentar el límite de intercambio entre los subsistemas Oriental y Occidental, pasando de 620 MW a 800 MW con la entrada de los circuitos Llano Sánchez-Panamá II 230-12 y 230-13 a la subestación Chorrera, y de ahí entrando uno de los circuitos Chorrera-Panamá II a la subestación Panamá, quedando conformados los siguientes circuitos:

- Llano Sánchez-Chorrera a 230 kV 4 circuitos
- Chorrera-Panamá I a 230 kV 3 circuitos
- Chorrera-Panamá II a 230 kV 1 circuito
- Panamá I-Panamá II a 230 kV 3 circuitos

Adicionalmente a estos circuitos, para lograr el incremento del límite de intercambio es necesario instalar la siguiente compensación capacitiva:

- 60 Mvar en Panamá II 115 kV para el 2010
- 60 Mvar adicionales en Panamá II 115 kV para el 2013 quedando un total de 120 Mvar
- 60 Mvar en Panamá 115 kV para el 2016, quedando con 120 Mvar ya que actualmente existen 60 Mvar en esa barra.
- 60 Mvar en Llano Sánchez 115 kV para el 2016

En este plan se plantea la necesidad de un transformador 230/115 kV de 350 MW en Panamá, el cuál si bien tiene una alta confiabilidad, en caso de salida de éste elemento el sistema se vería en condiciones de alto sobrecosto operativo por un período no menor a tres años<sup>40</sup>. En este capítulo se evaluará la conveniencia de recomendar un repuesto para éste transformador.

---

<sup>40</sup> Se calcula que en las condiciones actuales, el diseño, contratación, construcción y montaje de un repuesto para éste transformador no se lograría en menos de tres años.

Dado el escenario de generación 6, se revisó la condición de atrapamiento de las nuevas plantas en Bahía Las Minas y Santa Rita en caso de presentarse un despacho extremo, y se verifica que es necesario plantear el refuerzo entre Santa Rita y Panamá II a fin de evitar restricciones operativas en el sistema teniendo la disponibilidad de los nuevos generadores. Para éste caso, se plantea el proyecto de refuerzo de doble línea Santa Rita-Panamá II a 230 kV en dos etapas, la primera preenergizada a 115 kV desde el año 2011 y la segunda con ampliación de transformación en Santa Rita a 230 kV y energización definitiva de la línea. La fecha de entrada de la segunda etapa se debe revisar en planes de expansión futuros dependiendo de la evolución de conexión de generación en el área de Colón.

### 9.7 CÁLCULO DE COSTOS DE INVERSIÓN

A partir de los resultados obtenidos mediante el modelo de expansión, y teniendo en cuenta el análisis eléctrico detallado de largo plazo, se tiene que el plan de expansión de líneas del SIN se conforma por los siguientes proyectos:

Conexiones de generadores: Se toman como red fija y no se evalúan por ser necesarios para la entrada de los proyectos definidos en el plan de generación, esos refuerzos se desarrollarían como conexión en caso de que las plantas entren al sistema:

- Subestación Panapower abriendo una línea Llano Sánchez-Panamá II en el 2008, requerida para entrar la generación de Panapower.
- Nueva subestación Changuinola 230 kV para conexión de Bonyic en el 2011
- Nueva subestación Changuinola75 230 kV para la conexión de Chan I en el 2011.
- Nueva subestación Concepción 230 kV en el 2010
- Conexión de Pedregalito a Concepción 230 kV en el 2010
- Caizan - Concepción 2 circuitos a 230 kV para el 2013
- Bajo Mina – Caizan 1 circuito a 230 kV para el 2013
- El Alto – Caizan 1 circuito a 230 kV para el 2014
- Pando – Caizan 1 circuito a 230 kV para el 2014
- Monte Lirio – Caizan 1 circuito a 230 kV para el 2015

Refuerzos del SIN: Se plantean los siguientes proyectos teniendo en cuenta tanto los resultados del modelo de expansión como los análisis eléctricos de largo plazo:

- **Proyecto P1.** Análisis del cuarto transformador 230/115 kV de 350 MVA en la subestación Panamá 230 kV. El costo de inversión aproximado es de 5.32 millones de B/.

- **Proyecto P2.** Refuerzo del sistema mediante la línea Changuinola75 - Guasquitas (1 circuito) para el 2011. El costo de inversión aproximado es de 6.33 millones de B/.
- **Proyecto P3.** Compensación capacitiva de 60 Mvar en Panamá II 115 kV para el 2010 y 60 Mvar adicionales para el 2013 quedando un total de 120 Mvar. Reconfiguración asociada a la ampliación de capacidad entre el subsistema oriental y occidental para el año 2014 definido por la entrada de los circuitos Llano Sánchez-Panamá II a Chorrera y uno de los circuitos Llano Sánchez-Panamá II a Panamá I, quedando conformados los circuitos Llano Sánchez-Chorrera a 230 kV (4 circuitos), Chorrera-Panamá I a 230 kV (3 circuitos), Chorrera-Panamá II a 230 kV (1 circuito) y Panamá I-Panamá II a 230 kV (3 circuitos). En Panamá 115 kV 60 Mvar para el 2016 y 60 Mvar en Llano Sánchez 115 kV para el 2016. El costo de esas reconfiguraciones más las compensaciones capacitivas<sup>41</sup> necesarias es de aproximadamente 21.57 millones de B/.
- **Proyecto P4.** Refuerzo del sistema mediante la línea Veladero-Llano Sánchez (1 circuito) para el 2016. El costo de inversión aproximado es de 17.64 millones de B/.
- **Proyecto P5.** Refuerzo entre Santa Rita y Panamá en doble circuito a 115 kV para el 2011, asociado a la expansión de generación definida en el escenario 6. En principio, se plantea una conexión provisional preenergizada entre Panamá II-Santa Rita a 115 kV con lo cuál se tiene un costo de inversión aproximado de 14.0 millones de B/.

Teniendo en cuenta los proyectos del plan de expansión, se procede a modelar en el SDDP el sistema con los refuerzos planteados.

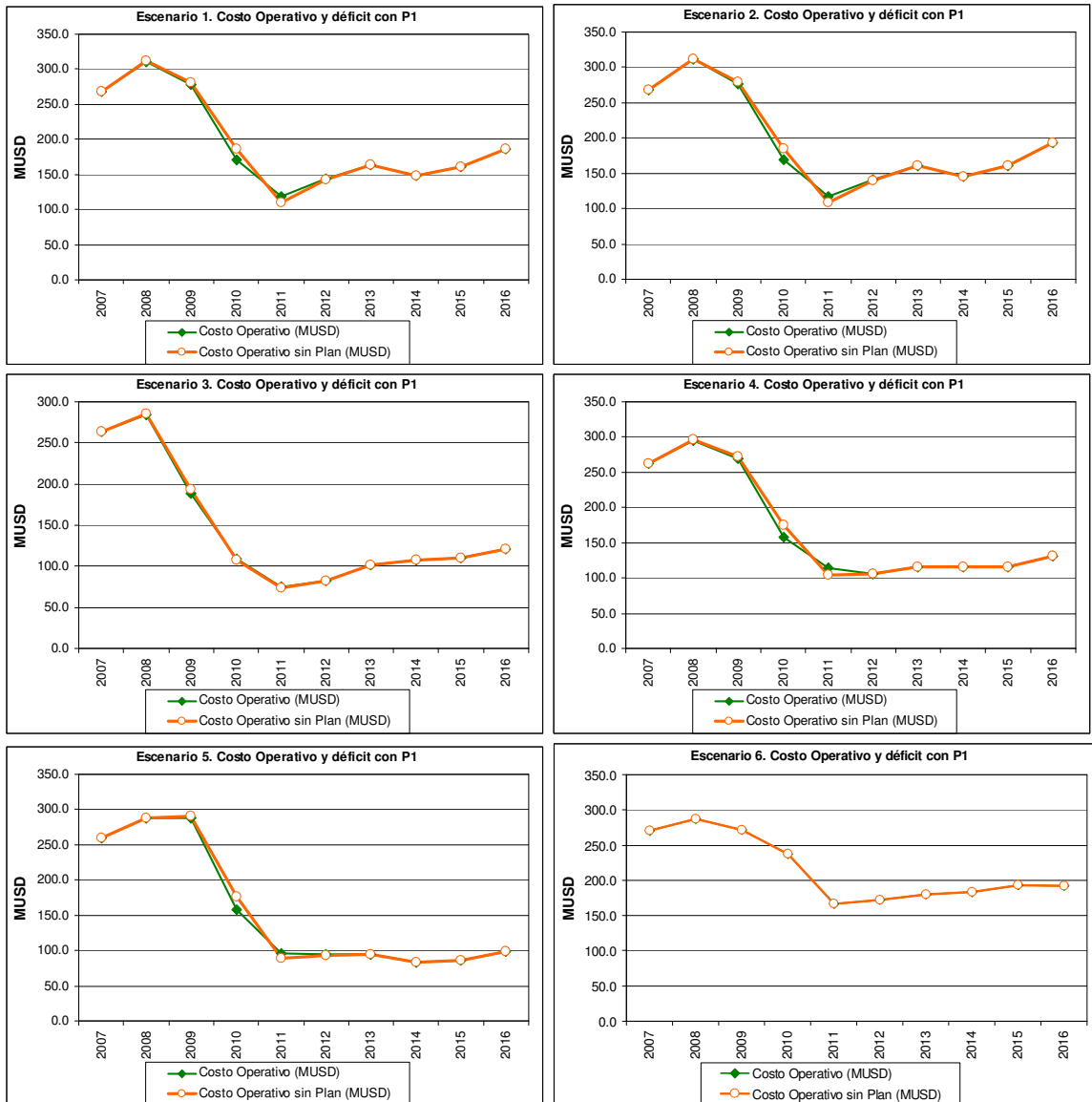
## 9.8 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE BENEFICIOS

### 9.8.1 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 1: Transformador de 350 MVA en Panamá 230 kV para el 2008 (P1)

Suponiendo que el transformador de 350 MVA en la subestación Panamá 230 kV quedara indisponible desde el 2008 al 2011, se encuentra el efecto en el costo operativo mostrado en la Figura 9-4.

---

<sup>41</sup> El costo de cada compensación de 60 Mvar es de aproximadamente 1.35 millones de B/.

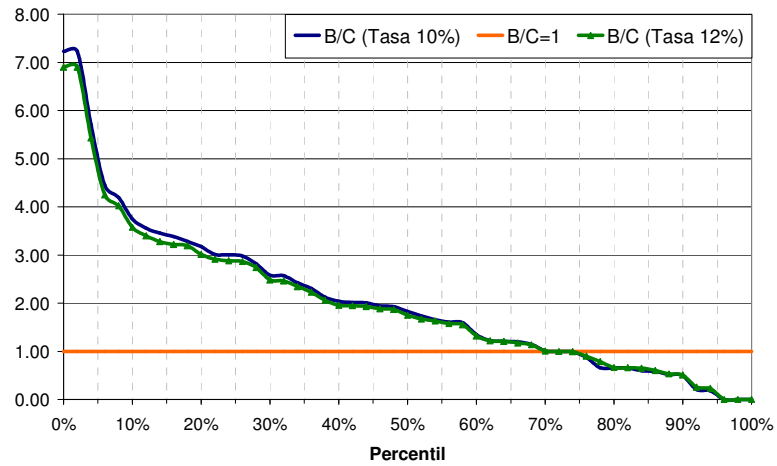


**Figura 9-4 Costos Operativos con P1**

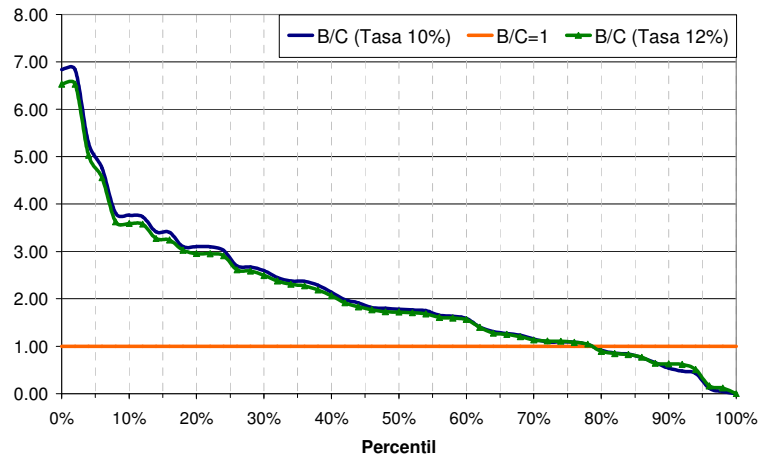
La curva “Sin Plan” corresponde al costo operativo del sistema sin el transformador. Se evidencia un incremento en el costo si no se dispone de un repuesto para éste transformador.

Siguiendo la metodología descrita en el Capítulo 5, se determina la curva de probabilidad acumulada de Beneficio-Costo para el proyecto de repuesto P1 tal como se ilustra en la Figura 9-5.

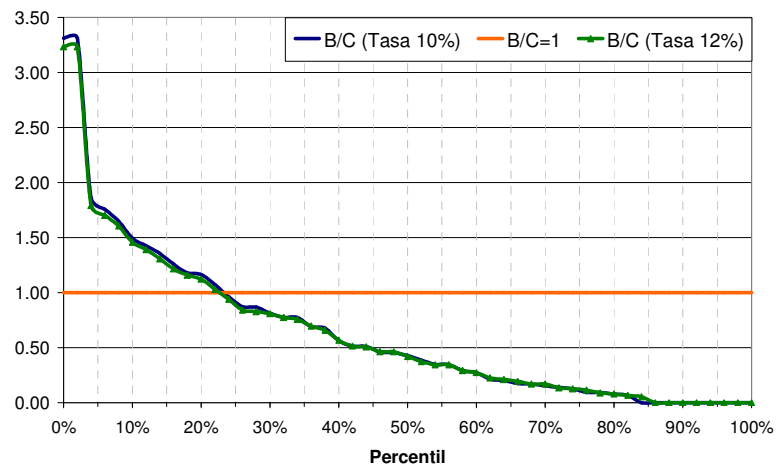
**Escenario 1. Relación B/C con P1**

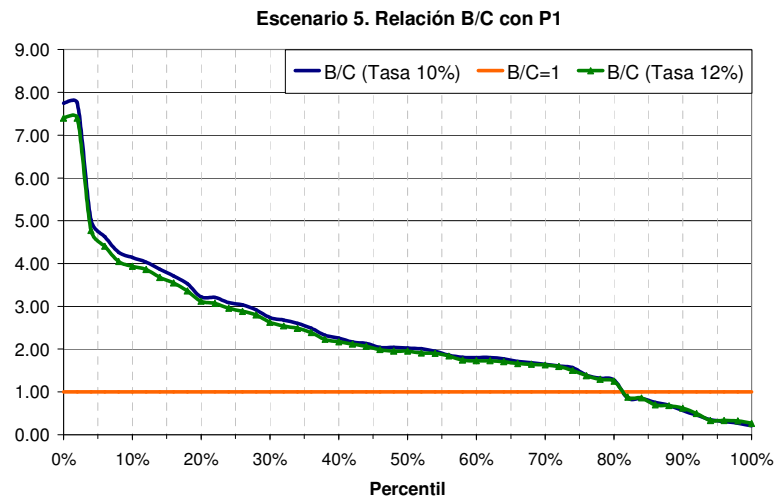
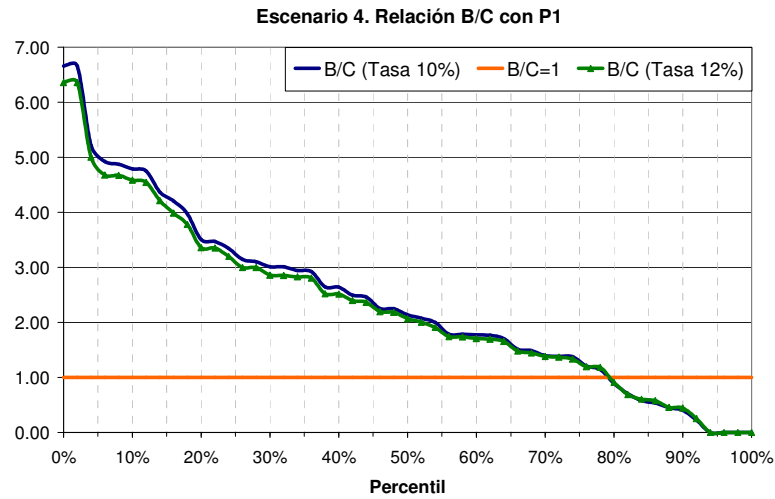


**Escenario 2. Relación B/C con P1**



**Escenario 3. Relación B/C con P1**





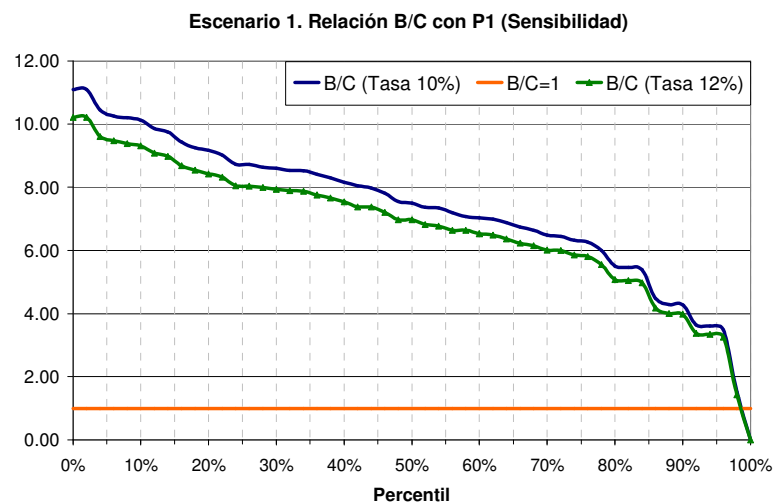
**Figura 9-5 Probabilidad acumulada B/C con P1**

En los escenarios 1, 2, 4 y 5 la relación B-C es mayor a 1 en más del 70% de los casos, en el escenario 3 solo se logra en más del 20% de los casos. La diferencia entre el escenario 3 y los demás radica en la entrada de 158 MW conectados en Bahía las Minas 115 kV en el 2009, identificado como el proyecto CCGBBLM que permite aliviar la carga de los transformadores de 175 MVA en Panamá 230 kV.

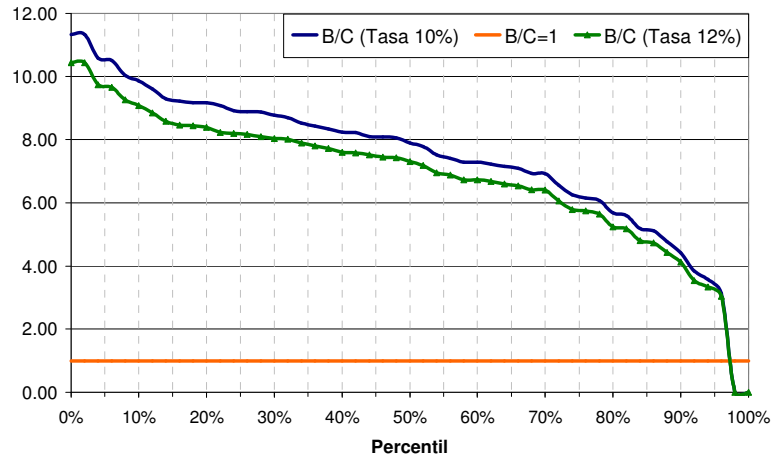
Para el escenario 6 la relación B-C es nula, no se obtiene beneficio de tener el transformador de repuesto dado que la nueva generación en Bahía la Minas 115 kV entra desde el 2008 con 117 MW adicionales, luego en el 2009 entran 135 MW más y en el 2010 ingresan 120 MW térmicos. De esta forma se evita la sobrecarga en los transformadores de 175 MVA de Panamá en caso de salida del transformador de 350 MVA.

Este resultado muestra que en caso de presentarse la indisponibilidad del transformador de 350 MVA existente, la probabilidad de recuperar la inversión es alta **si no se da el escenario 6 que involucra una conexión de generación dentro de la red de 115 kV alimentada desde Panamá 115 kV**. Es importante destacar que la tasa de falla del transformador existente es muy baja y la probabilidad de que éste elemento salga es teóricamente remota, no obstante el sistema está corriendo un riesgo ya que no se dispone de repuesto y los resultados del modelo energético contemplan disponibilidad permanente de plantas en el área, es decir, en la práctica los sobrecostos operativos causados por ésta indisponibilidad pueden ser tan altos como los mostrados en las series menos probables llegando a una relación B-C superior a 5. En resumen, se recomienda definir la compra del transformador ya que la solución en caso de falla del transformador de 350 MVA conllevaría a una restricción operativa por un tiempo cercano a los tres años requeridos entre el diseño hasta la conexión del repuesto del transformador existente.

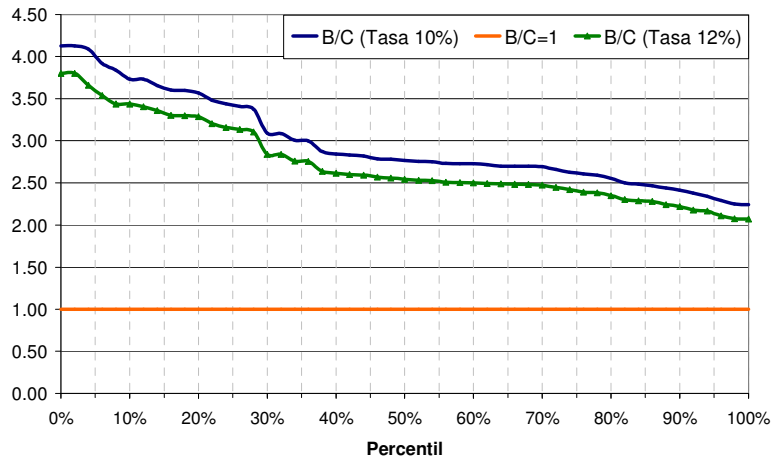
Como complemento del análisis, se revisó el caso en el cuál el transformador quedara indisponible solo por dos años y en el período 2011-2012, con el fin de realizar una sensibilidad a disminuir el tiempo de reposición del transformador y suponer que sale en un período donde el costo operativo del sistema disminuye por efecto de la entrada de nuevos proyectos de generación. El resultado para cada escenario se ilustra en la Figura 9-6.



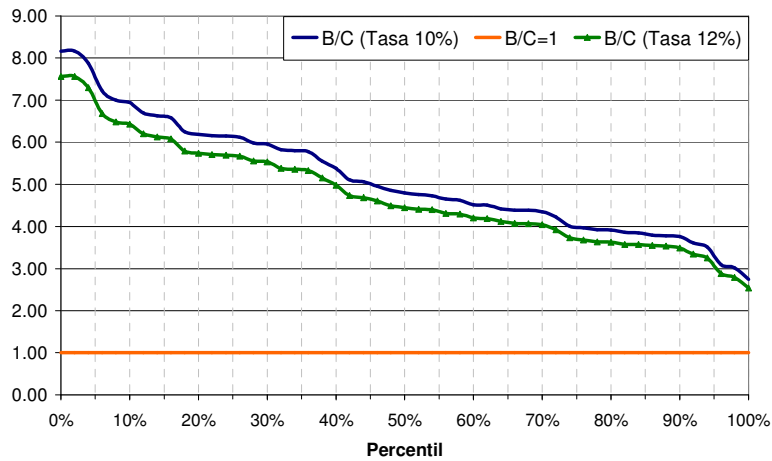
**Escenario 2. Relación B/C con P1 (Sensibilidad)**



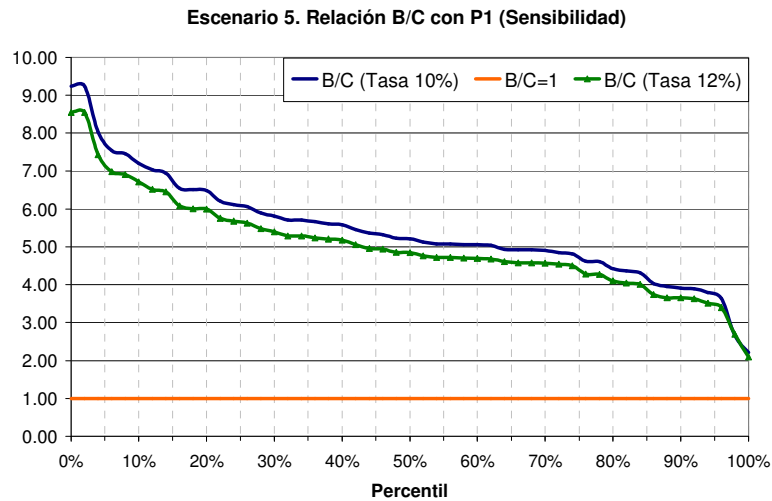
**Escenario 3. Relación B/C con P1 (Sensibilidad)**



**Escenario 4. Relación B/C con P1 (Sensibilidad)**







**Figura 9-6 Probabilidad acumulada B/C con P1 (Sensibilidad)**

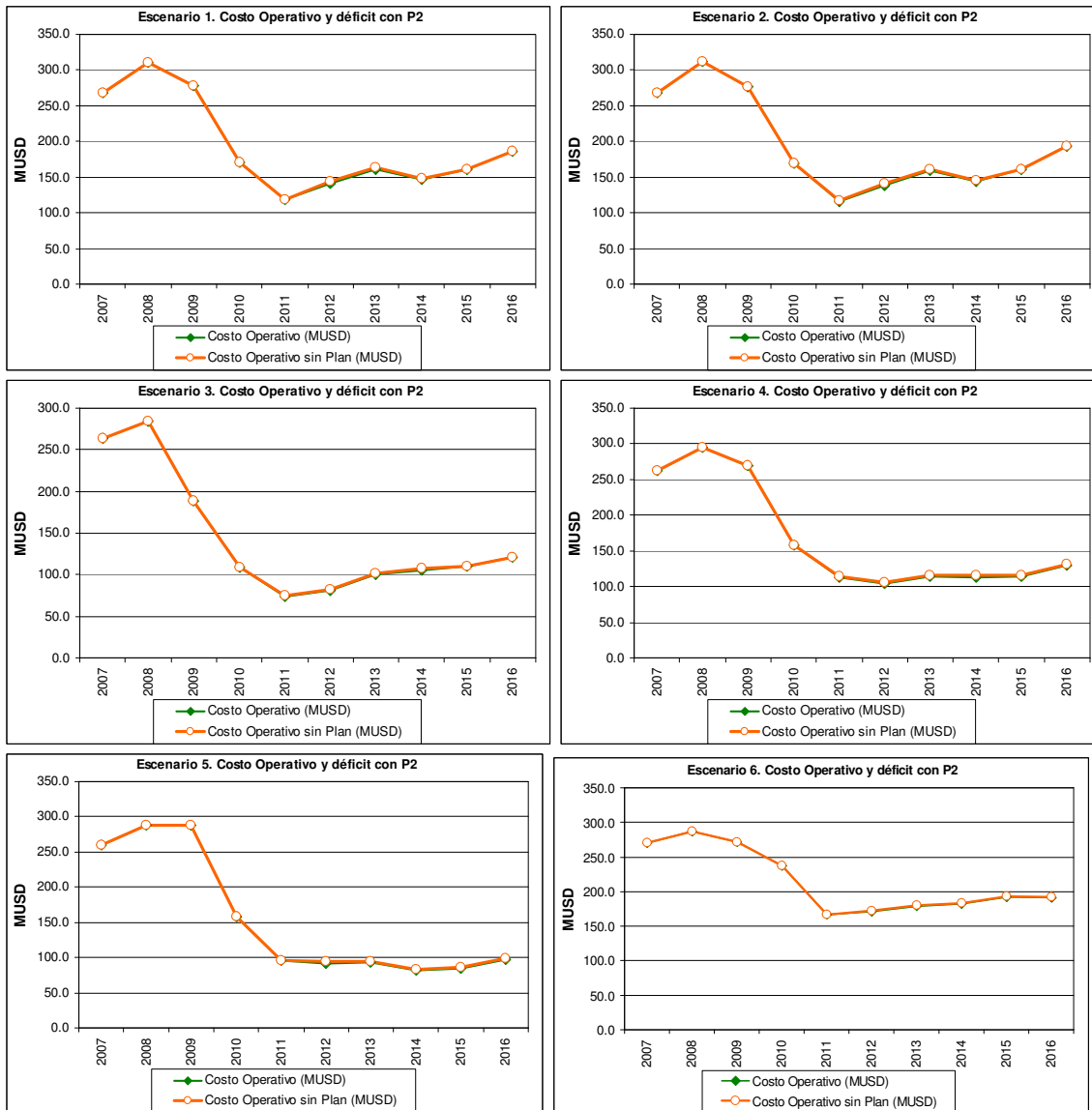
Del análisis de sensibilidad se determina que la salida del transformador durante el período 2011-2012 incrementa la relación B-C en los escenarios 1 a 5, dado que el no disponer de ese elemento eleva el costo operativo de manera relativa en mayor proporción que si se diera la indisponibilidad en el período 2008-2011, en el cuál hay mayor despacho térmico y un costo operativo mayor.

Para el escenario 6 se verificó que al igual que en el caso sin atraso la relación B - C es nula para éste proyecto de repuesto en transformación.

De este resultado se desprende que la indisponibilidad del transformador tiene mayor impacto si se da el desarrollo del plan de generación en cualquiera de los escenarios 1 a 5 a partir del 2011, encontrándose una relación B-C mayor a 2 en todos los casos analizados. Para el escenario 6 no se obtienen beneficios aún si se retrasa el plan de generación en dos años.

**9.8.2 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 2: Línea Changuinola75-Guasquitas 230 kV en el 2011 (P2)**

Para el proyecto P2 se obtiene el efecto en costo operativo mostrado en la Figura 9-7

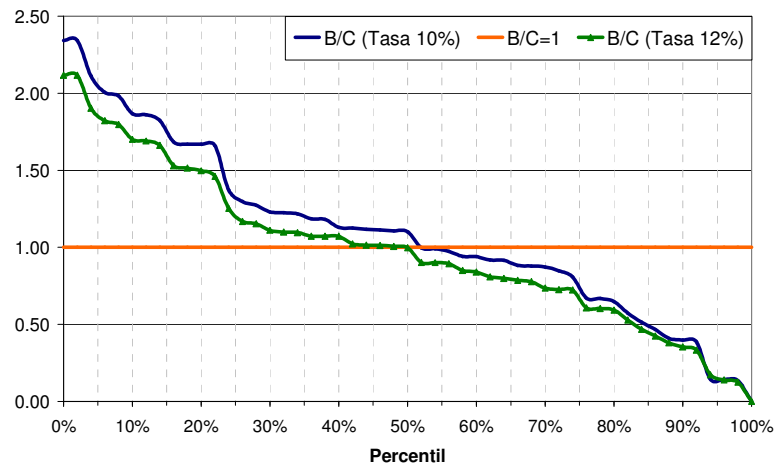


**Figura 9-7 Costos Operativos con P2**

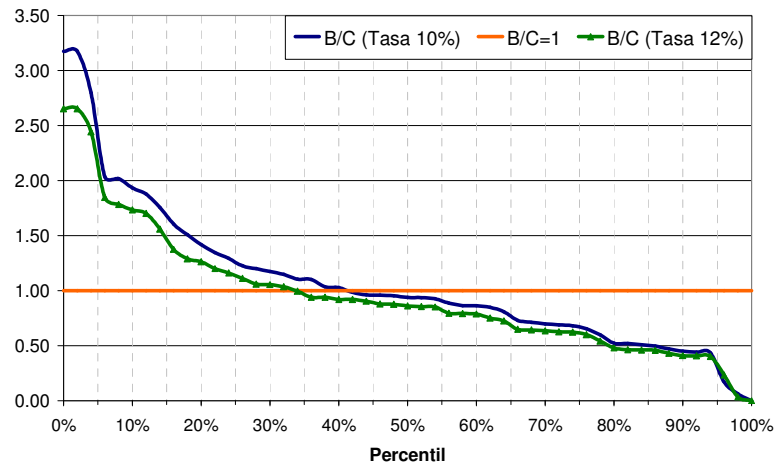
En el costo promedio no se observa una disminución importante del costo operativo, no obstante a nivel de despachos por cada serie hidrológica si es posible obtener una optimización del costo de generación del sistema.

Nuevamente, siguiendo la metodología descrita en el Capítulo 5 se determina la curva de probabilidad acumulada de Beneficio-Costo para el proyecto P2 tal como se ilustra en la Figura 9-8.

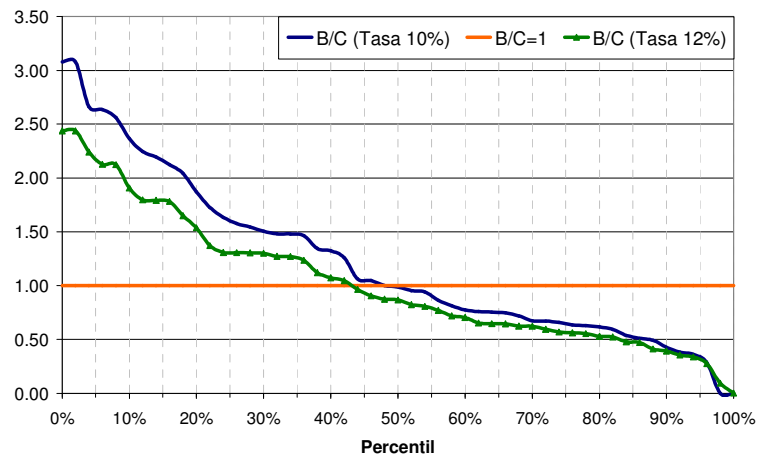
**Escenario 1. Relación B/C con P2**

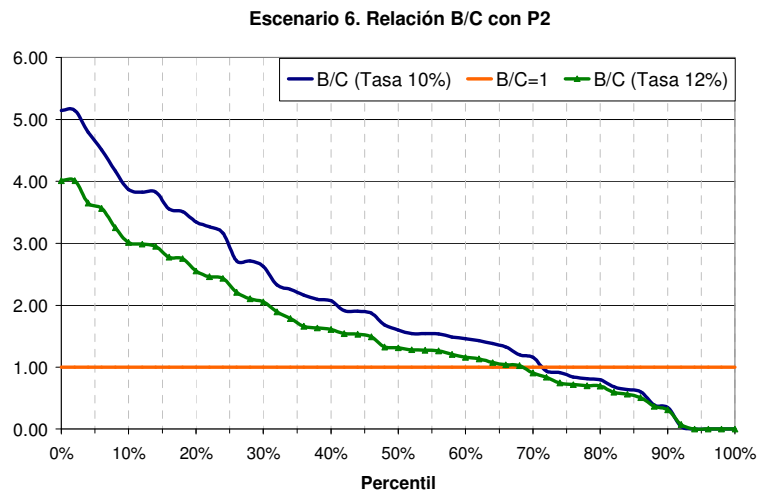
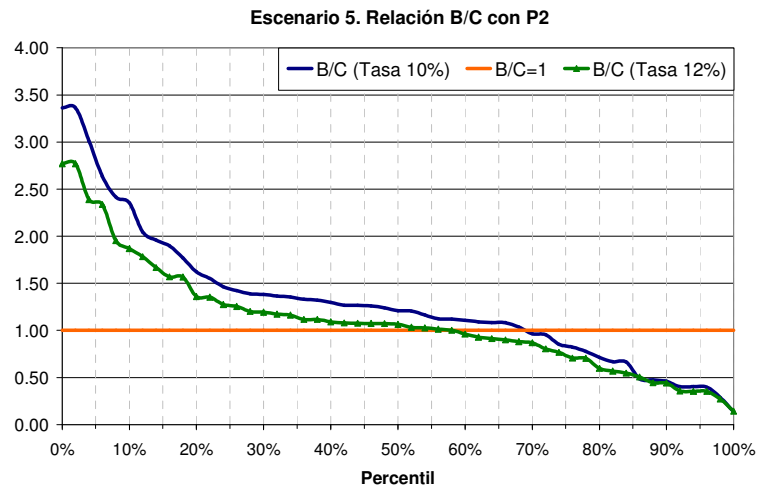
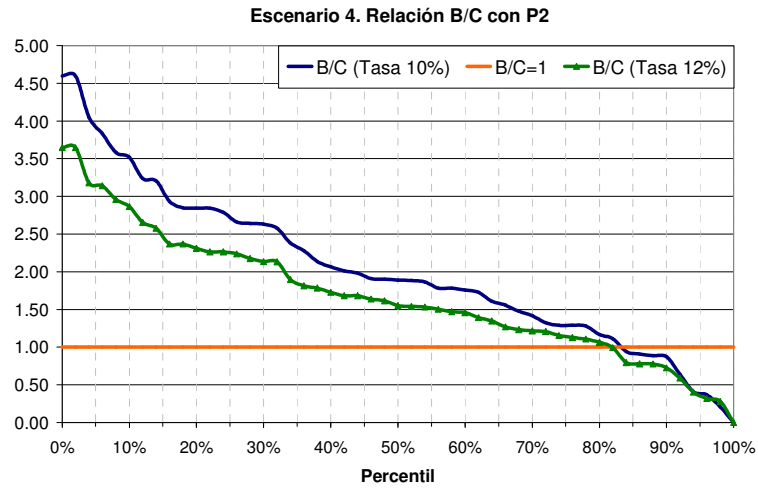


**Escenario 2. Relación B/C con P2**



**Escenario 3. Relación B/C con P2**



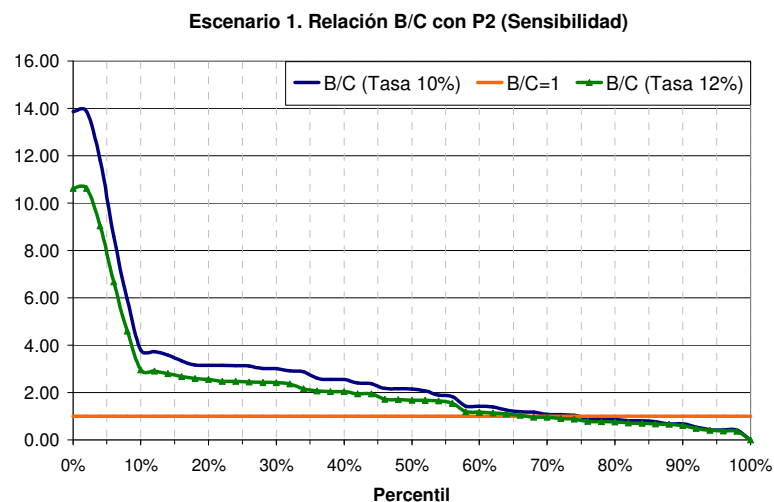


**Figura 9-8 Probabilidad acumulada B/C con P2**

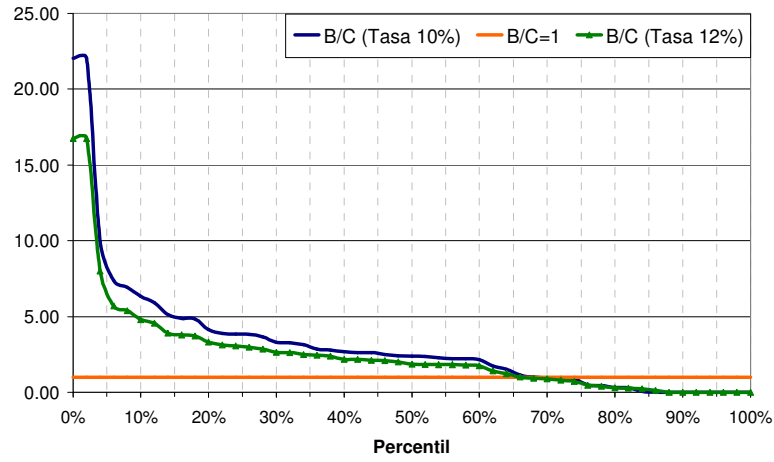
Se establece que el proyecto tiene relación B/C mayor a 1 en más del 35% de los casos para los escenarios 1, 2, 3 y 5, y mayor al 65% de los casos para los escenarios 4 y 6. El resultado general de la evaluación se conserva cuando se realiza una sensibilidad a la tasa de retorno, pasando del 12% al 10%.

Para este proyecto como refuerzo independiente, la recomendación es analizarlo nuevamente en el próximo plan de expansión a fin de definir su necesidad, ya que si bien aparece como un refuerzo interesante para el sistema, el porcentaje de casos en el cual supera la unidad en la relación B/C aún es bajo, y solo aparece relativamente justificado para los escenarios 4 y 6.

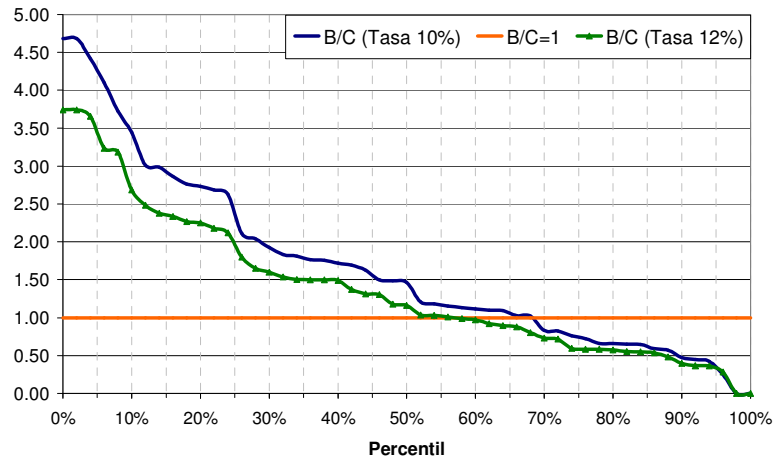
Adicionalmente, se realiza una sensibilidad del proyecto ante un retraso de dos años en todos los planes de generación, con el fin de determinar el impacto del aplazamiento de la generación en los beneficios del proyecto. El resultado se muestra en la Figura 9-9



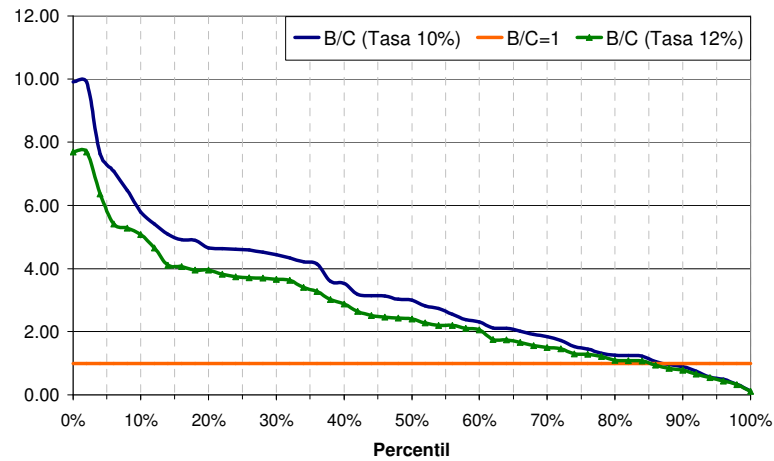
**Escenario 2. Relación B/C con P2 (Sensibilidad)**

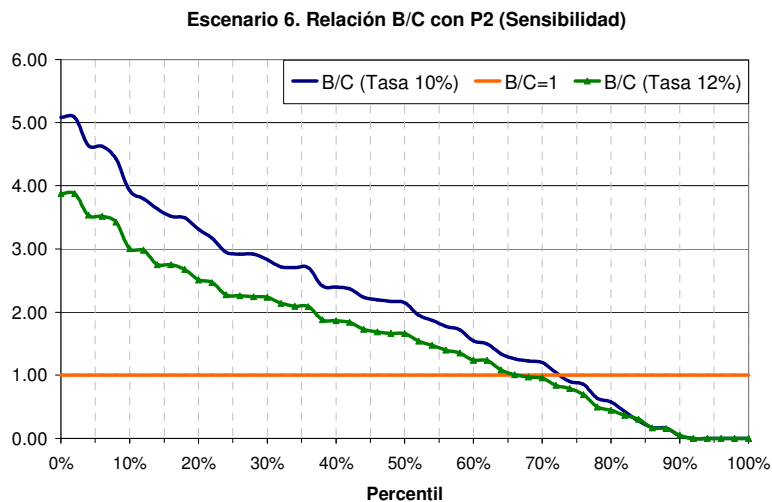
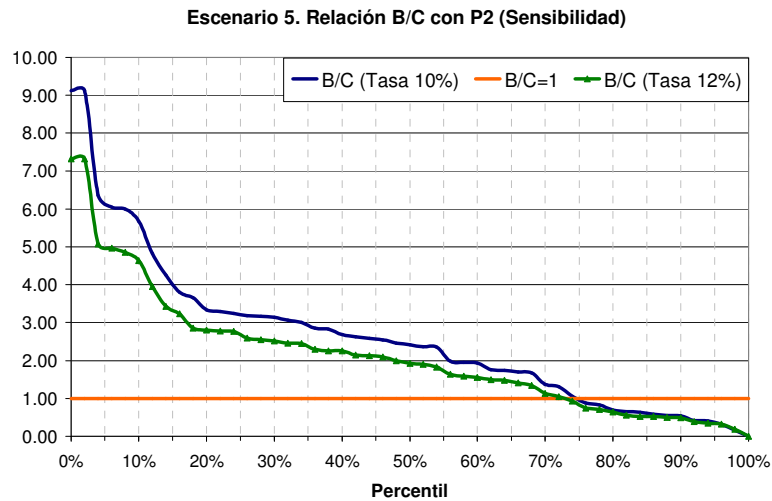


**Escenario 3. Relación B/C con P2 (Sensibilidad)**



**Escenario 4. Relación B/C con P2 (Sensibilidad)**



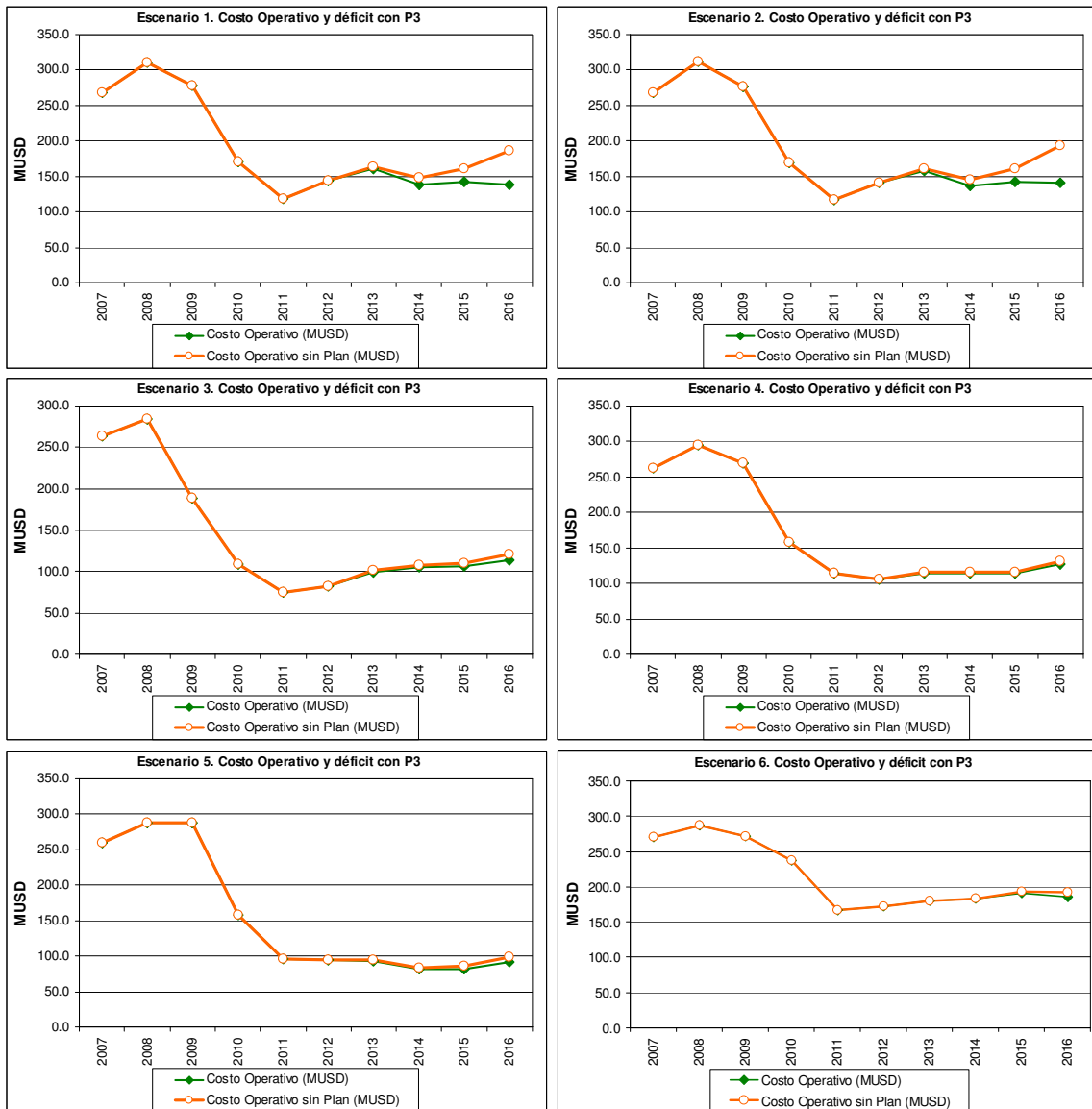


**Figura 9-9 Probabilidad acumulada B/C con P2 (Sensibilidad)**

El efecto principal en el retraso de generación es el de incrementar el porcentaje de casos en el cuál la relación B-C es mayor a uno, lo cuál ocurre en más del 60% de los despachos analizados. La causa del incremento en la relación B-C está en que la disminución relativa del costo operativo logrado por el proyecto es mayor cuándo se atrasa la generación que cuándo entra según lo previsto, es decir, la transmisión permite una optimización de la operación que se encarece con la falta de generación y ese efecto redundante en mayores beneficios para los proyectos. Para el escenario 6 el retraso en la generación no modifica la relación B-C.

**9.8.3 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 3: Entrada de líneas Llano Sánchez-Panamá II a Chorrera, Panamá y Compensaciones (P3)**

Para éste proyecto se obtiene la reducción de costo operativo presentado en la Figura 9-10.

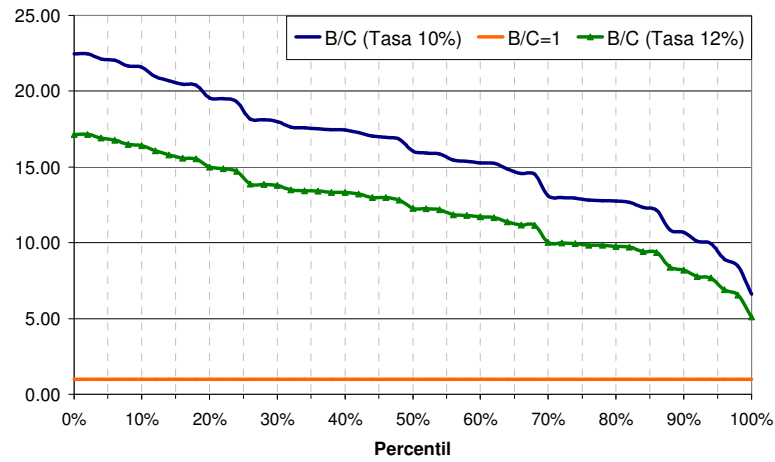


**Figura 9-10 Costos Operativos con P3**

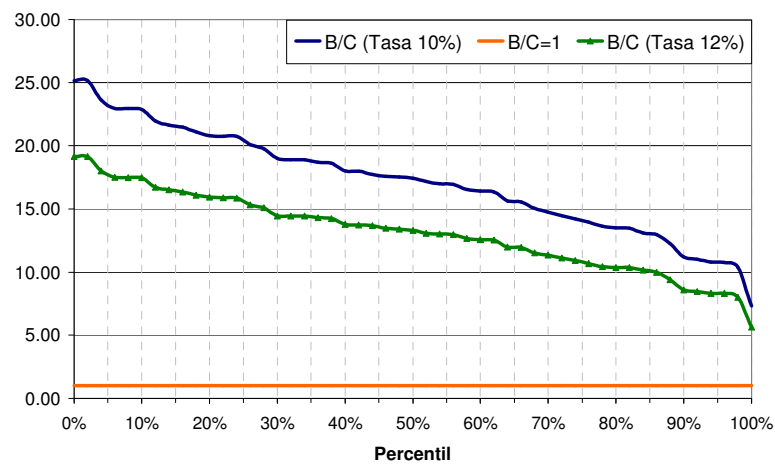
Se observa que con este proyecto de reconfiguraciones y conexión de capacitores es posible reducir el costo operativo del sistema de manera importante. Para determinar la relación B-C en cada escenario se sigue la metodología del Capítulo 5 y el resultado se ilustra en la Figura 9-11.



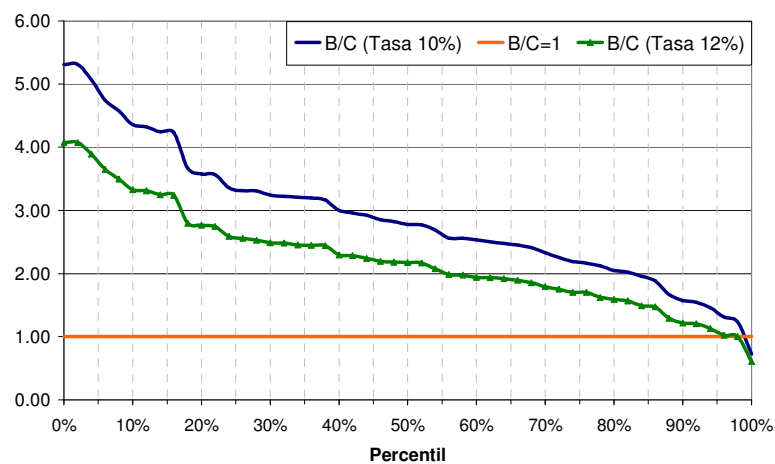
**Escenario 1. Relación B/C con P3**



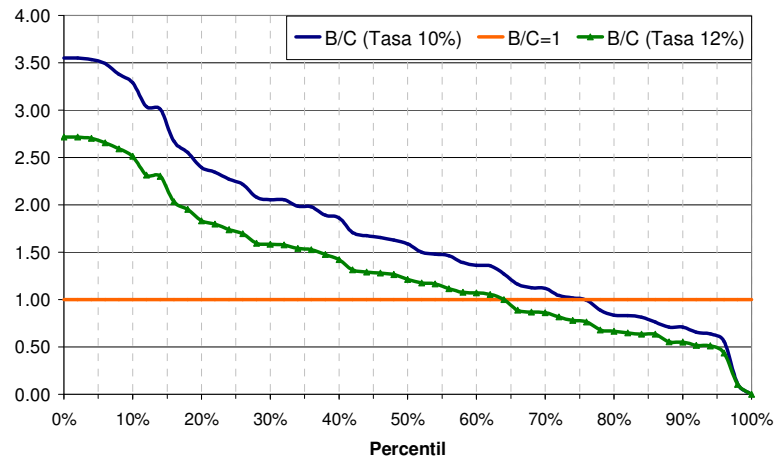
**Escenario 2. Relación B/C con P3**



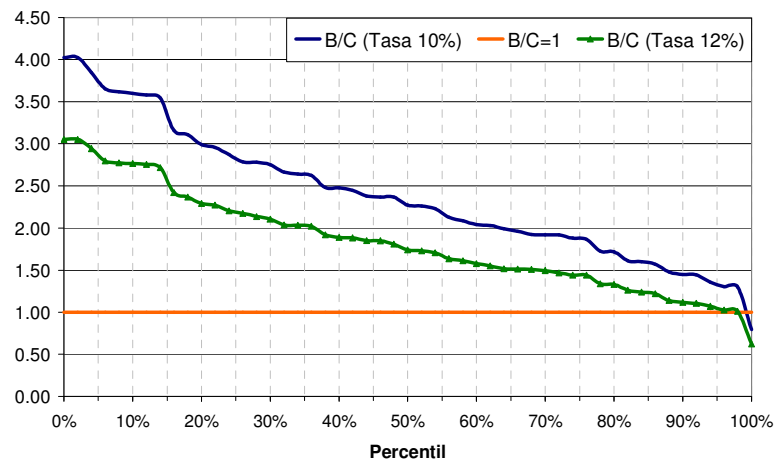
**Escenario 3. Relación B/C con P3**



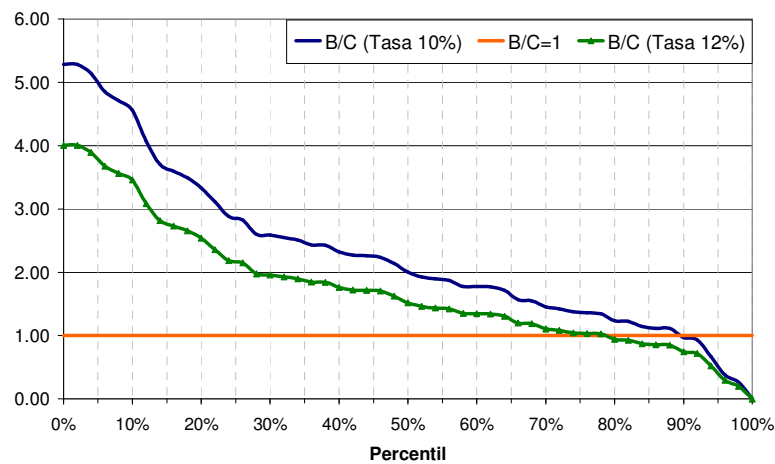
**Escenario 4. Relación B/C con P3**



**Escenario 5. Relación B/C con P3**



**Escenario 6. Relación B/C con P3**

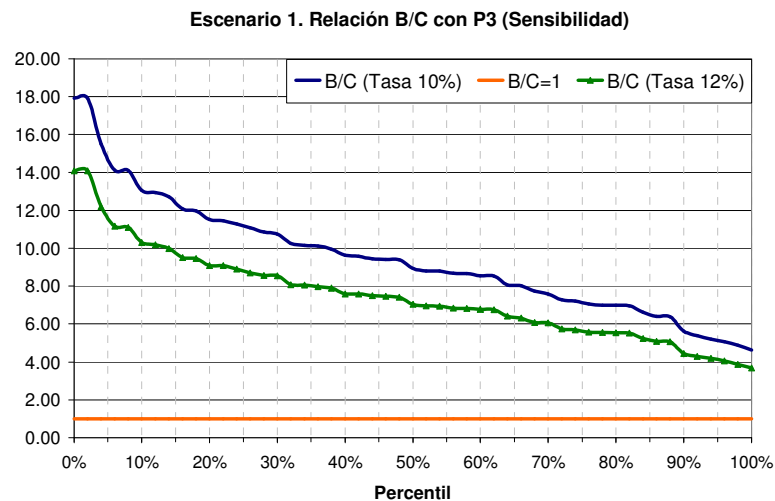


### Figura 9-11 Probabilidad acumulada B/C con P3

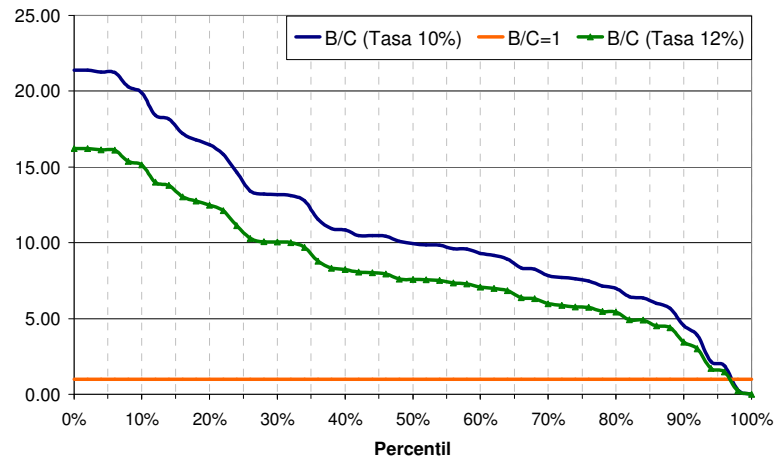
El proyecto P3 tiene un efecto importante en la reducción del costo operativo del sistema y tiene un costo relativamente bajo frente a los beneficios que logra. Por lo anterior, se obtiene una relación B-C mayor a 5 en el 100% de los casos para los escenarios 1 y 2. Para los escenarios 3 y 5 la relación B-C pasa de 1 en el 97% de los casos y en los escenarios 4 y 6 se logra superar la relación B-C mayor a uno en el 60% de las series hidrológicas analizadas.

En conclusión, a partir de los resultados obtenidos se puede afirmar que éste proyecto es viable y se debe recomendar dentro del plan de expansión de transmisión. No obstante, en el próximo plan debe revisarse nuevamente a fin de corroborar el resultado bajo las nuevas expectativas de generación.

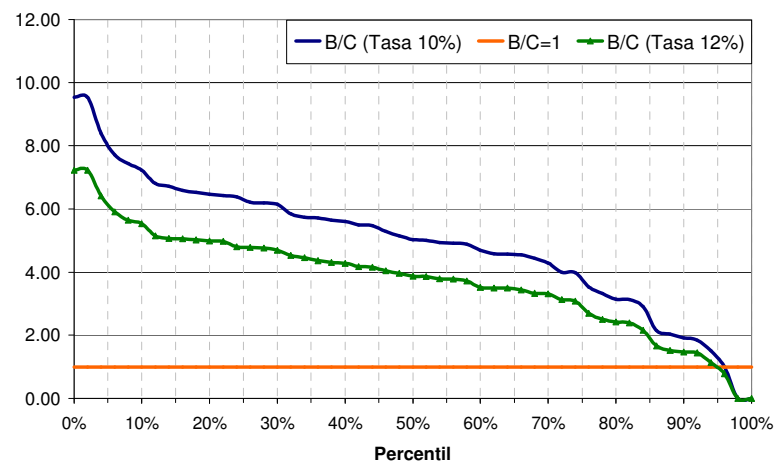
Igual que en los casos anteriores, se realiza una sensibilidad ante el atraso de proyectos de generación por dos años. El resultado del atraso en la relación B-C se muestra en la Figura 9-12



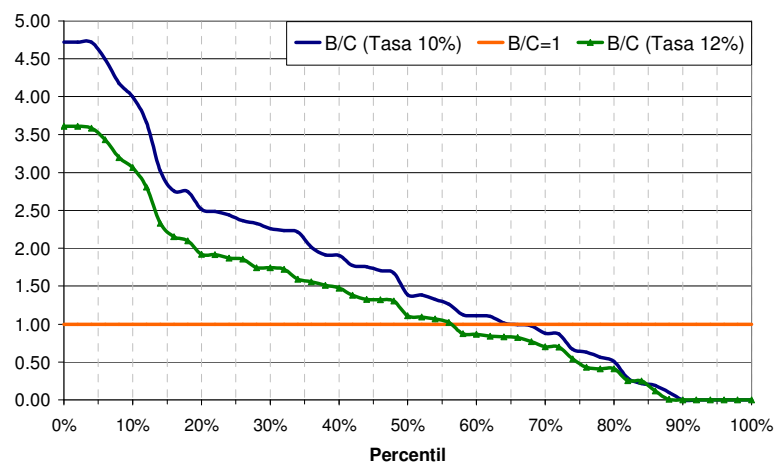
**Escenario 2. Relación B/C con P3 (Sensibilidad)**

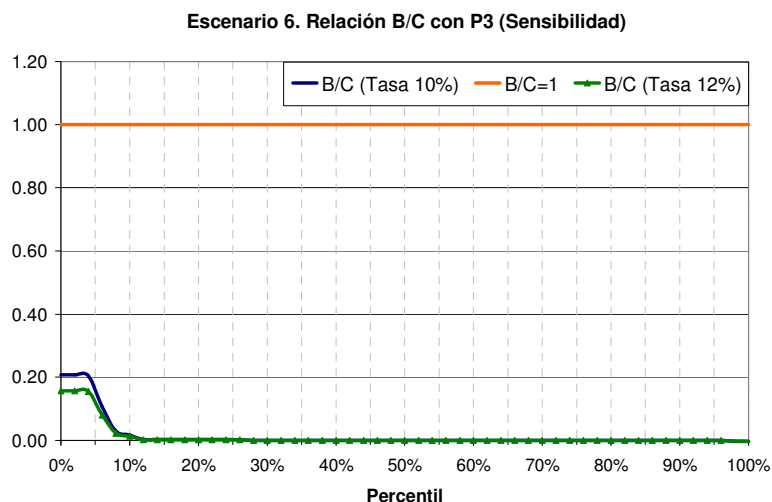
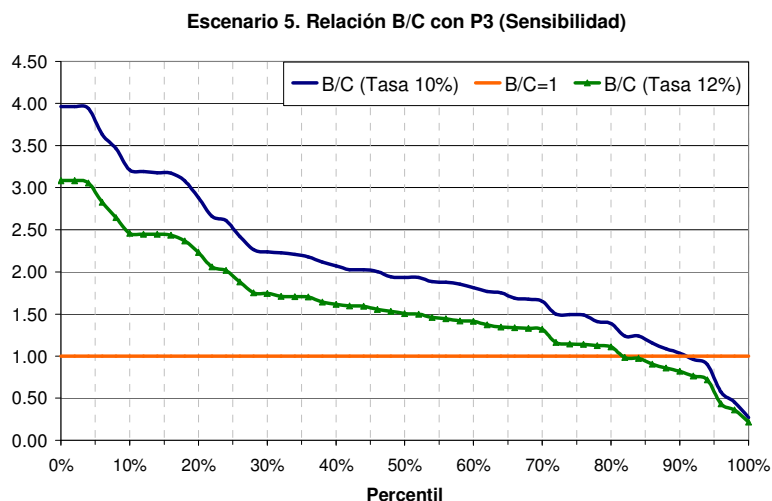


**Escenario 3. Relación B/C con P3 (Sensibilidad)**



**Escenario 4. Relación B/C con P3 (Sensibilidad)**





**Figura 9-12 Probabilidad acumulada B/C con P3 (Sensibilidad)**

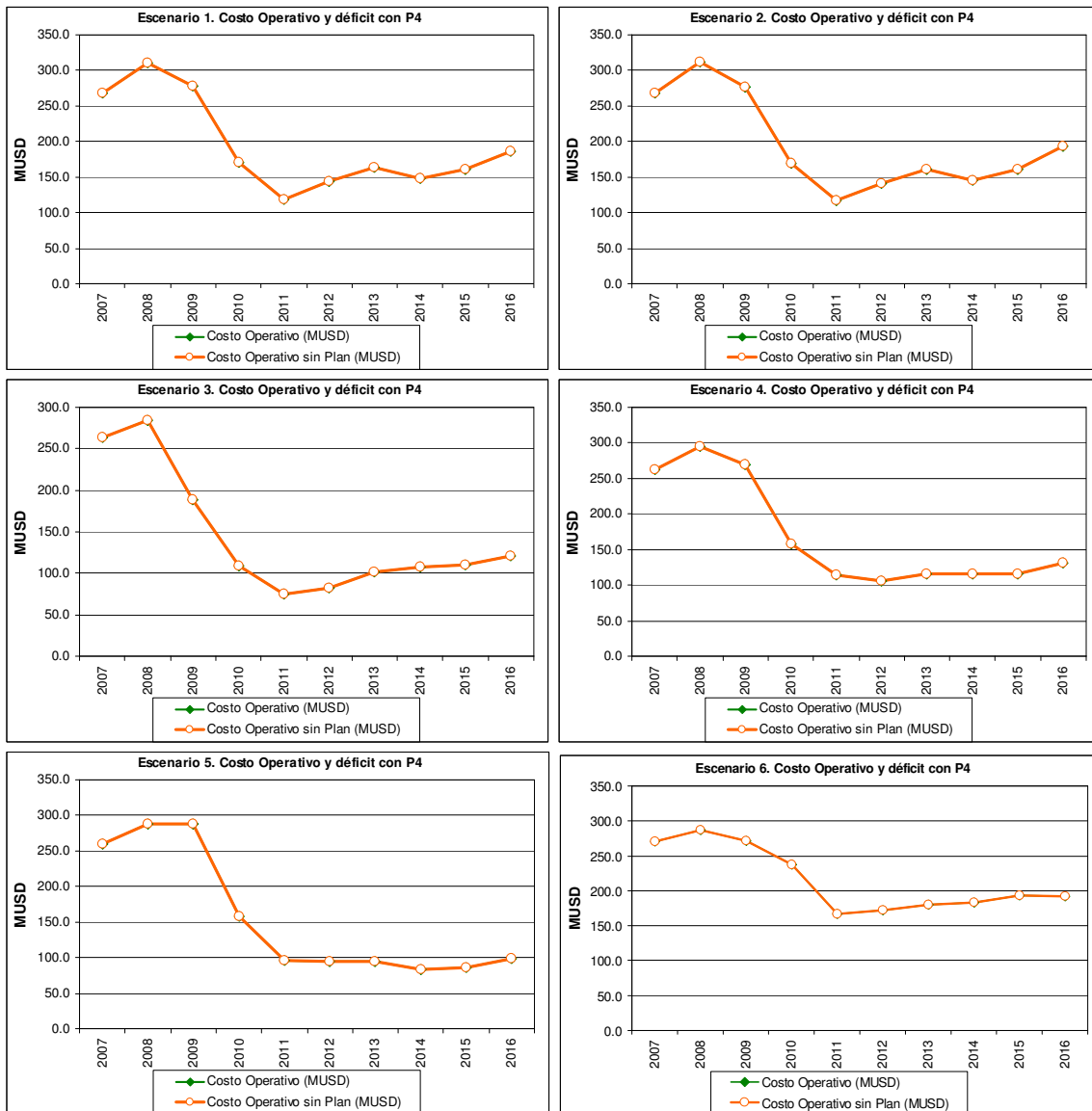
Ante el atraso de dos años en los planes de generación, el proyecto se ve afectado por la disminución de sus beneficios, aunque sigue siendo un proyecto interesante que logra superar la relación B-C mayor a uno en más del 80% de los casos para los escenarios 1, 2, 3 y 5. En el caso del escenario 4 el efecto no es representativo ya que pasa de 60% a 55% en la relación B-C mayor a uno.

Para el escenario 6 el atraso de dos años en la generación hace que el proyecto no sea atractivo, en vista de que no hay una disminución en el costo operativo que compense la inversión, en general la composición de la generación hidráulica de éste escenario entra en fechas posteriores a los demás escenarios, y con el retraso la oferta del recurso hidráulico para el sistema se disminuye, haciendo con que el costo operativo no se reduzca de manera efectiva ante la posibilidad de

optimización que ofrece la transmisión cuándo se dispone de competencia entre generación hidráulica y térmica.

### 9.8.4 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 4: Línea Veladero-Llano Sánchez 230 kV en el 2016 (P4)

De acuerdo con los resultados obtenidos, se corrobora que este proyecto no logra un efecto en la reducción del costo operativo, tal como se muestra en la Figura 9-13.



**Figura 9-13 Costos Operativos con P4**

Para este proyecto se verifica que no se logra obtener un beneficio del proyecto por reducción en costo operativo. En resumen, dados los escenarios de generación definidos, por el momento no se ve justificable la implementación de ese refuerzo.

### 9.8.5 ANÁLISIS PARA LOS PROYECTOS P2+P3

Con el fin de determinar el efecto de sinergias entre los proyectos P2 y P3, se realiza un análisis de reducción del costo operativo al combinar los dos proyectos. En el planeamiento de la expansión no se cumple el principio de superposición, es decir, el efecto de proyectos en conjunto no es igual a la suma de los efectos independientes, por lo cuál, es necesario revisar si los proyectos permiten una complementariedad que eventualmente mejore la relación B-C del plan. En la Figura 9-14 se presenta el resultado obtenido para un plan que incluye los proyectos P2 y P3.

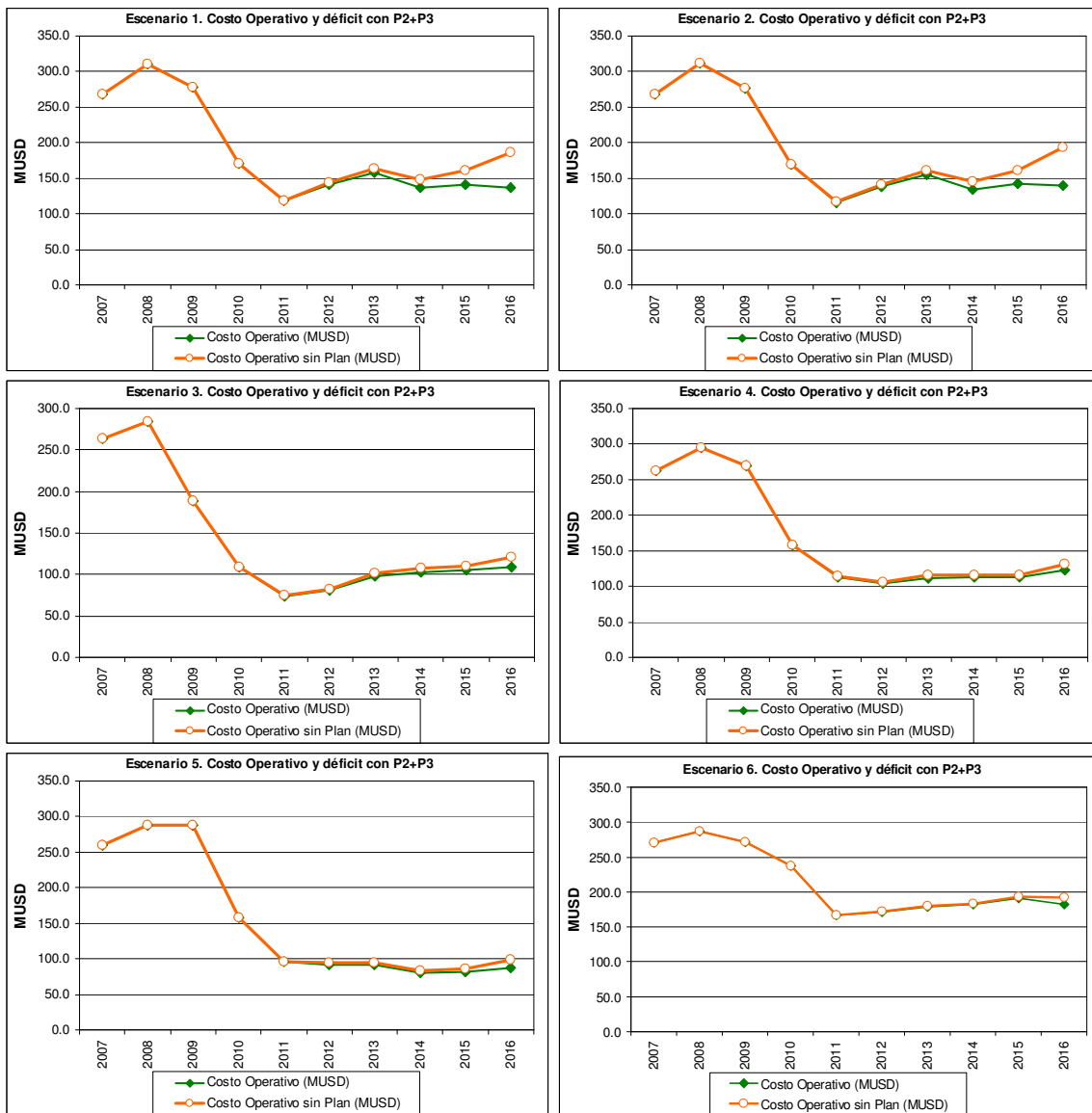
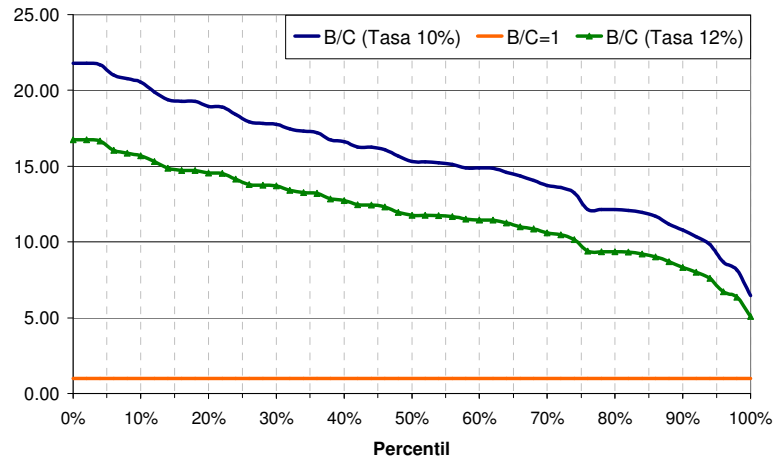


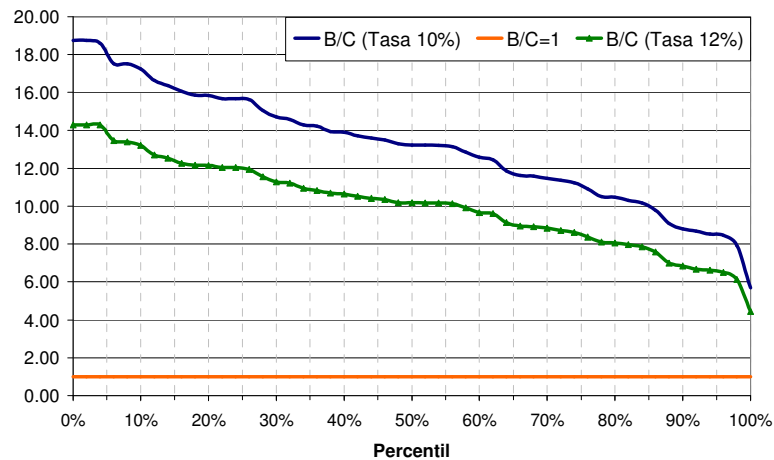
Figura 9-14 Costos Operativos con P2+P3

El resultado de los proyectos combinados es adecuado para la reducción del costo operativo. En la Figura 9-15 se muestra el resultado de la probabilidad acumulada de las relaciones B-C para este conjunto de proyectos.

Escenario 1. Relación B/C con P2+P3

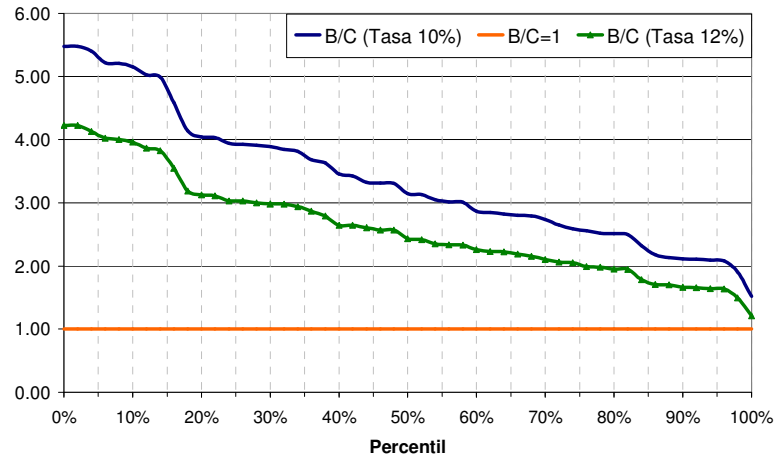


Escenario 2. Relación B/C con P2+P3

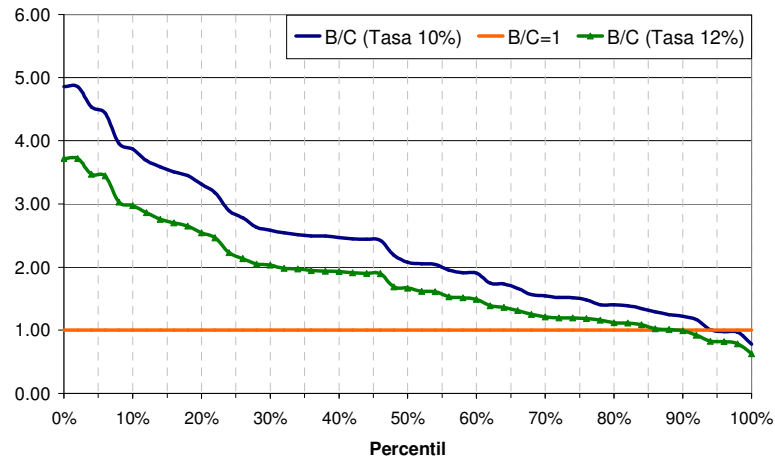




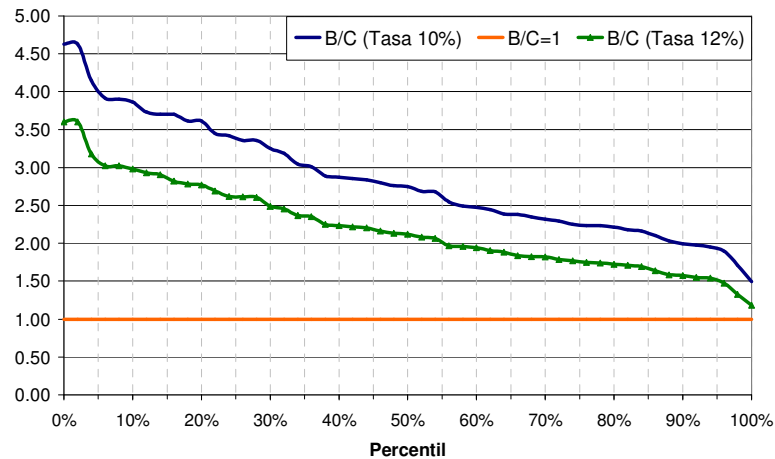
**Escenario 3. Relación B/C con P2+P3**

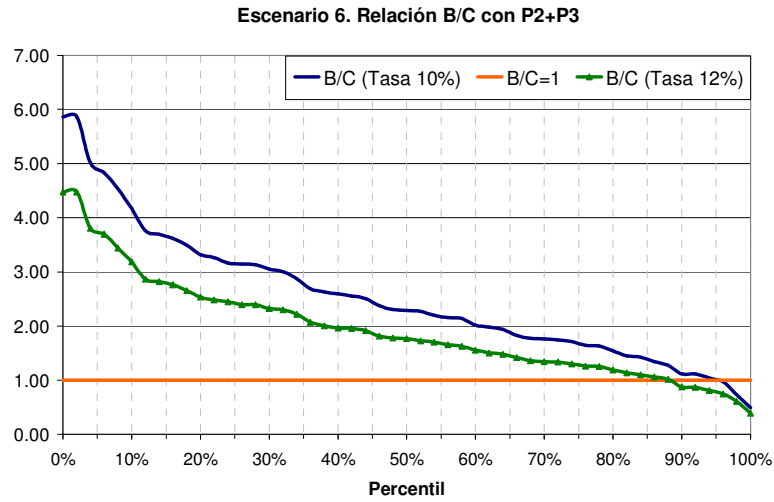


**Escenario 4. Relación B/C con P2+P3**



**Escenario 5. Relación B/C con P2+P3**

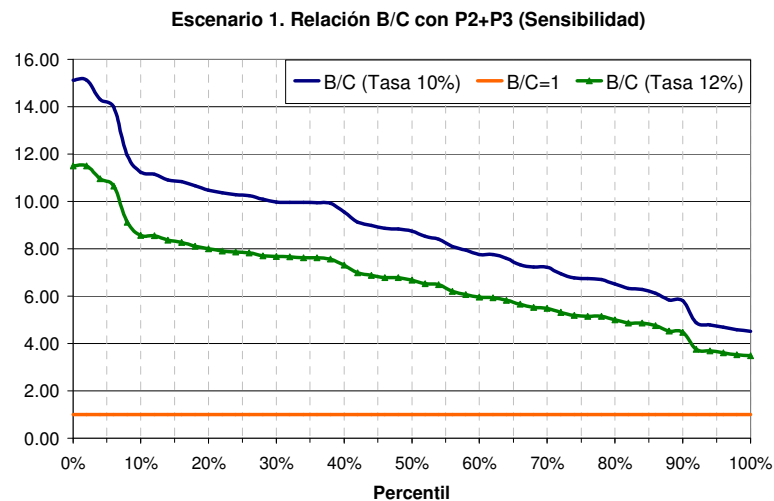




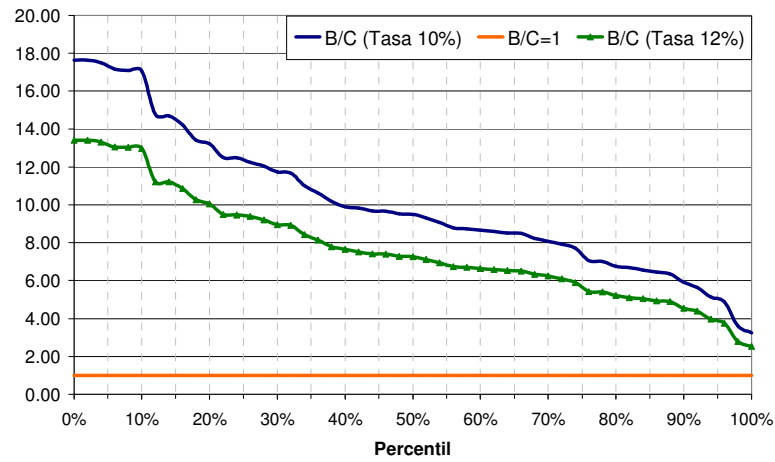
**Figura 9-15 Probabilidad acumulada B/C con P2+P3**

El resultado obtenido permite concluir que los proyectos P2 y P3 son complementarios, ya que la relación B-C se mejora y logra superar la unidad en el 100% de los casos para los escenarios 1, 2, 3 y 5. En los escenarios 4 y 6 se asegura la viabilidad financiera de los proyectos en más del 85% de los casos. En conclusión, con este resultado para los escenarios definidos se puede recomendar la ejecución de los proyectos P2 y P3.

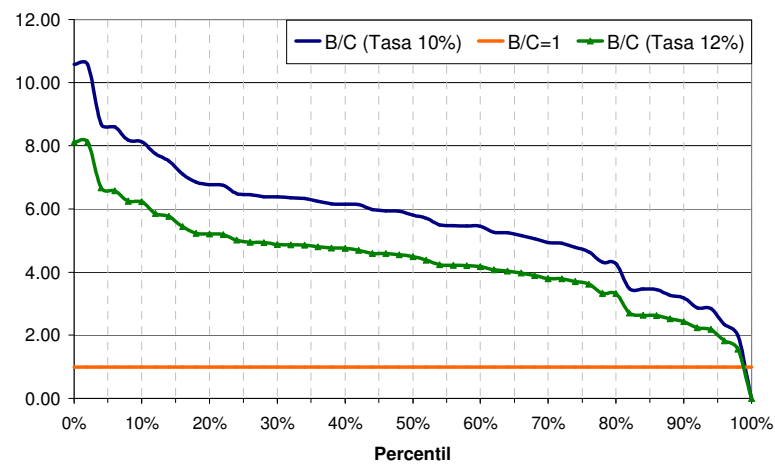
En el caso de atraso de la generación por dos años en todos los escenarios, el resultado es el mostrado en la Figura 9-16.



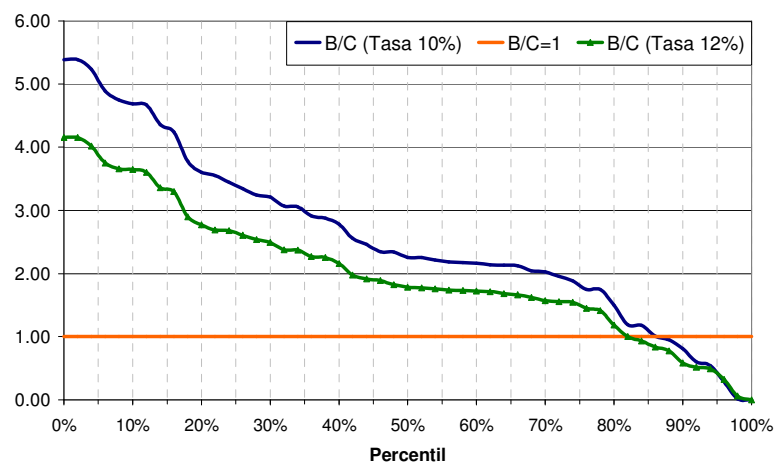
**Escenario 2. Relación B/C con P2+P3 (Sensibilidad)**

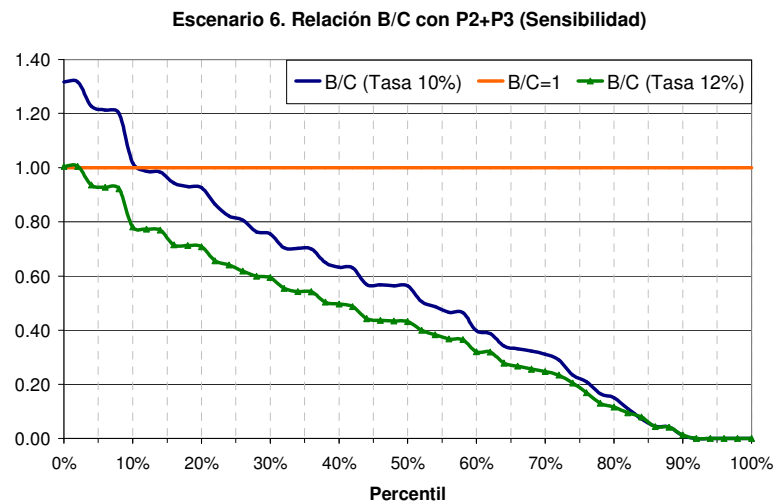
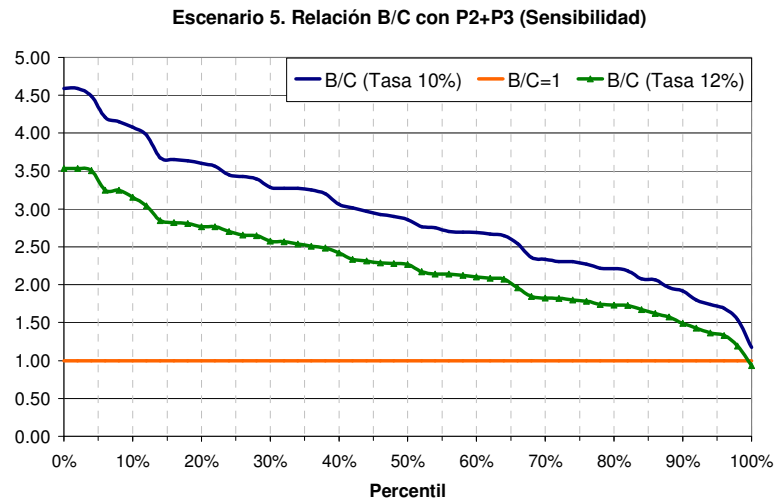


**Escenario 3. Relación B/C con P2+P3 (Sensibilidad)**



**Escenario 4. Relación B/C con P2+P3 (Sensibilidad)**





**Figura 9-16 Probabilidad acumulada B/C con P2+P3 (Sensibilidad)**

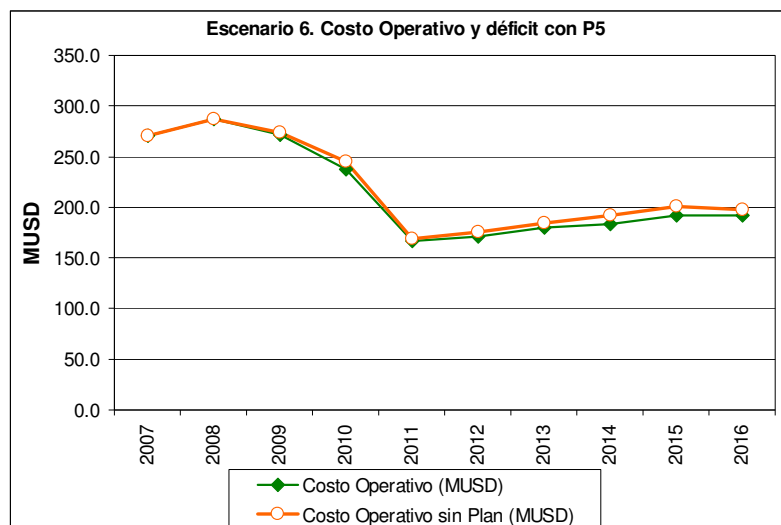
El resultado obtenido desde el punto de vista de B-C es similar al caso sin atraso de la generación, siendo que en los escenarios 1 a 5 se logra superar la relación B-C mayor a uno en más del 80% de los casos.

Para el escenario 6 el resultado es desfavorable, ya que si bien el proyecto P2 logra relación B-C mayor a uno aún en el caso de atraso de generación, al sumarle el costo de P3 que no aporta beneficios hace que el neto de la relación B-C sea inferior a uno. Este resultado se explica por que la composición hidráulica de éste escenario es menor que la de los demás y el retraso de los planes implica un mayor despacho térmico de las unidades existentes en todos los caso, lo cuál no permite una competencia efectiva entre recursos hidráulicos y térmicos mediante los refuerzo de la red.

### 9.8.6 ANÁLISIS PARA EL PROYECTO 5: Refuerzo entre Santa Rita y Panamá 2 230 kV en doble circuito preenergizado a 115 kV para el 2011 (P5)

Aunque los proyectos P1 y P3 se desplazan en el tiempo bajo el nuevo escenario de generación 6, aparece la necesidad de plantear un refuerzo a la red entre Santa Rita y Panamá II para evitar atrapamientos de potencia ante despachos extremos.

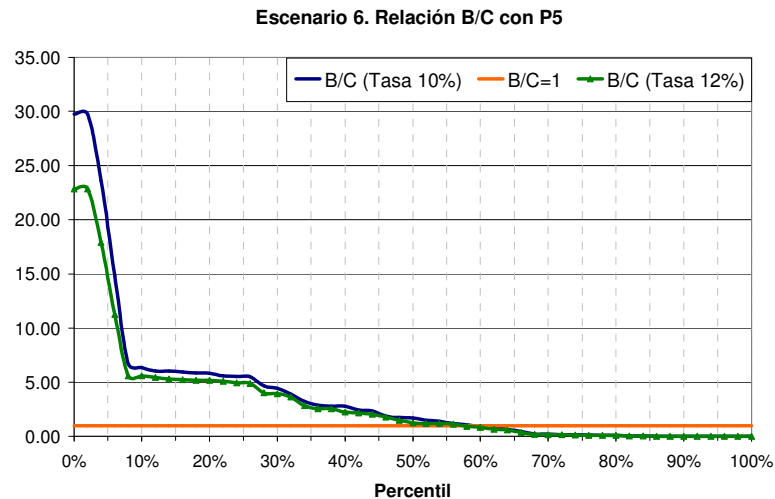
Dado que la evaluación de los proyectos debe analizarse bajo un enfoque técnico-económico, se procedió a revisar el beneficio de éste refuerzo en la disminución del costo operativo del sistema, encontrándose el resultado mostrado en la Figura 9-17.



**Figura 9-17 Costos Operativos con P5. (Escenario 6)**

El resultado plantea la posibilidad de recuperar la inversión aún sin que se den despachos extremos, dado que aparecen despachos altos en la nueva generación del área de Colón que pueden verse afectados por falta de red suficiente para evacuar la potencia, haciendo con que otra generación de mayor costo sea despachada.

Por lo anterior, se determinó la curva de B-C para éste proyecto encontrándose el resultado mostrado en la Figura 9-18



**Figura 9-18 Probabilidad acumulada B/C con P5 (Escenario 6)**

El resultado muestra que los despachos extremos son menores al 7% de los casos, siendo que en esos despachos es donde se logran los mayores beneficios de tener el refuerzo. Sin embargo, el proyecto tiene una relación beneficio costo mayor a 1 en el 60% de los casos, lo cuál indica que aún para despachos promedio su efecto en la disminución del costo operativo es suficiente para cubrir la inversión.

## 9.9 CONCLUSIONES DE LA EVALUACION TECNICA-ECONOMICA

- Para los seis escenarios analizados el sistema no presenta déficit de energía hasta el final del horizonte.
- Desde el punto de vista de transmisión el sistema tiene suficiente capacidad de transporte, y para suplir sus requerimientos internos no requiere de refuerzos en líneas hasta antes del 2010, año en el cuál comienzan a aparecer proyectos de conexión de generadores.
- En todos lo casos analizados la generación propuesta permite el adecuado abastecimiento de la demanda en el período 2007-2016.
- En general, para todos los escenarios el costo marginal del sistema inicia con un valor promedio de 150 USD/MW-h, el cuál se reduce y al final del período llega al rango entre 50 y 100 USD/MW-h.

## 9.10 RECOMENDACIONES DE LA EVALUACION TECNICA-ECONOMICA

En el corto plazo el sistema tiene una red de transmisión segura, confiable y que técnicamente no presenta problemas estructurales que causen sobrecostos operativos.

En éste estudio de expansión se encontraron varios proyectos para refuerzo del SIN que presentan viabilidad técnica y económica para la mayoría de los escenarios de generación analizados, no obstante, con la información actualizada de generación, las recomendaciones se resumen a revisar los proyectos identificados en el próximo plan.

**Proyecto 1: Transformador de 350 MVA en Panamá 230 kV para el 2011 (P1)**

Si bien éste proyecto presenta viabilidad en caso de presentarse la salida del transformador existente de 350 MVA para los escenarios 1 a 5, se recomienda aplazar la decisión de adquirir éste transformador y analizarlo en el próximo plan de expansión, en el cuál se verificará la evolución del escenario de generación actual definido por la última licitación realizada por las distribuidoras.

No obstante, aunque la probabilidad de falla del transformador actual es muy baja, el no disponer de repuesto conlleva a tener un riesgo que siendo bajo se debe estar monitoreando en planes de expansión futuros a la luz del desarrollo de la expansión de generación.

**Proyecto 2: Línea Changuinola75-Guasquitas 230 kV en el 2011 (P2)**

Para este proyecto la recomendación es analizarlo nuevamente en el próximo plan de expansión a fin de definir su necesidad, ya que si bien aparece como un refuerzo interesante para el sistema, el porcentaje de casos en el cuál supera la unidad en la relación B/C aún es relativamente bajo, y solo aparece relativamente justificado para los escenarios 4 y 6.

**Proyecto 3: Entrada de líneas Llano Sánchez-Panamá II a Chorrera, Panamá y Compensaciones (P3) en el 2016**

Para el proyecto P3 se determinaron las reconfiguraciones que constan de la entrada de los circuitos Llano Sánchez - Panamá II a Chorrera y uno de los circuitos Llano Sánchez -Panamá II a Panamá, quedando conformados los circuitos Llano Sánchez -Chorrera a 230 kV (4 circuitos), Chorrera - Panamá a 230 kV (3 circuitos), Chorrera - Panamá II a 230 kV (1 circuito) y Panamá - Panamá II a 230 kV (3 circuitos).

Aunque éste proyecto es viable para los escenarios 1 a 5, en vista de que se tiene un escenario actualizado que afecta la decisión, se recomienda revisar éste proyecto para el próximo plan.

**Proyecto 5: Refuerzo entre Santa Rita y Panamá 230 kV en doble circuito preenergizado a 115 kV para el 2011 (P5)**

Este proyecto aparece como refuerzo del sistema ante el planteamiento del escenario de generación 6, con el fin de evitar atrapamientos de generación y disminución del costo operativo al permitir el despacho de la nueva generación sin restricciones. Aunque los despachos extremos son menores al 7% de los casos, la recuperación de la inversión se da en el 60% de los despachos, lo cuál indica

que aún para despachos promedio su efecto en la disminución del costo operativo es suficiente para cubrir la inversión. Se recomienda realizar éste proyecto en su primera etapa para el 2011 que es preenergizado a 115 kV, y dependiendo de la evolución de la generación en el área de Colón se determinará en planes de expansión futuros para cuándo se debe implementar su energización definitiva a 230 kV.



## Capítulo 10: Plan de Expansión de Largo Plazo

Las ampliaciones identificadas en el largo plazo, 2011 – 2016, son las siguientes:

### Proyectos Identificados en el Largo Plazo

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos identificados en el Plan de Expansión Indicativo de Generación, todos ellos ubicados en el extremo occidental del país, específicamente en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro, se hace necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente del occidente y la compensación reactiva del mismo.

De acuerdo al Plan Indicativo de Generación, para el año 2009 entran en operación 3 proyectos térmicos, Balboa, Térmica del Caribe y Generadora del Atlántico, con una capacidad instalada total de 253 MW, para mediados del 2011 los proyectos hidroeléctricos Chan75 (223 MW) u Sindigo (10 MW), mientras que al año 2016 entrarían en operación otros 6 proyectos hidroeléctricos, Gualaca, Lorena, Prudencia, Pedregalito, Mendre y Bajo de Mina, para 216 MW adicionales. Para el año 2016 se tendría en el extremo occidental del país un total de generación hidroeléctrica de aproximadamente 971 MW, incluyendo las centrales existentes.

Esto hace que sea necesario desarrollar los siguientes proyectos de refuerzos en el sistema de transmisión:

#### 1. Banco de Capacitores S/E Panamá II

El crecimiento de la demanda obliga al aumento del soporte de reactivo en áreas de mayor concentración de carga del sistema, como lo es el área metropolitana, a fin de mantener los niveles de tensión en la red de transmisión dentro de los valores establecidos en las Normas de Calidad. En este Plan de Expansión se determina que es necesario considerar la adición de 60 MVAR (4 bancos de 15 MVAR c/u) en el patio de 115 KV de la S/E Panamá II para el año 2016. En los próximos planes de expansión se verificará el tamaño de estos bancos y la fecha en que sea necesaria la adición de este banco de capacitores.

Las obras necesarias para la conexión de este banco de capacitores en la subestación Panamá son las siguientes:

Patio de 115 KV: adición de cuatro interruptores, uno para cada banco de 15 MVAR y todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de este banco.

Inicio del Proyecto: enero de 2013  
Inicio de Operación: enero de 2016  
Inversión: B/. 2, 060,303

## 2. Refuerzo Changuinola – Fortuna - Guasquitas 230 KV

Debido al aumento de la capacidad instalada del proyecto Changuinola 75, de 158 MW a 223 MW por AES Panamá, además de la entrada en operación del Proyecto Bonyic, con 30 MW, se ve la necesidad de que se refuerce el sistema de transmisión proveniente de Changuinola.

En el Plan de Expansión de Generación, el proyecto hidroeléctrico Changuinola 75, aparece en todos los escenarios de generación con una capacidad instalada de 223 MW, al igual que el proyecto Bonyic, con 30 MW. Para su conexión al sistema y de manera que se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo, es necesaria la ampliación del sistema de transmisión entre las subestaciones Chan75, Fortuna y Guasquitas 230 KV.

Las adiciones necesarias son las siguientes:

### LINEAS

Línea de 230 KV Chan75 – Fortuna

Cantidad de circuitos: 1

Longitud: 84 Km.

Conductor: 750 ACAR

Capacidad: 250 MVA (normal) 450 MVA (contingencia)

Línea de 230 KV Fortuna - Guasquitas

Cantidad de circuitos: 1

Longitud: 16 Km.

Conductor: 1200 ACAR

Capacidad: 225 MVA (normal) 450 MVA (contingencia)

Este proyecto utilizará las torres de las líneas Guasquitas – Fortuna y Fortuna – Changuinola, las cuales son para doble circuito, pero inicialmente con un solo circuito montado, por lo que este proyecto implica el montaje del segundo circuito entre las subestaciones Chan75 – Fortuna y Fortuna - Guasquitas.

### SUBESTACIONES

También será necesaria la ampliación de las subestaciones Chan75 y Guasquitas:

Subestación

Chan75: adición de una nave de dos interruptores 230 KV

Guasquitas: adición de una nave de dos interruptores 230 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

Costos;

Línea:

Inicio del Proyecto: enero de 2008

Inicio de Operación: enero de 2011

Inversión: Chan75 – Fortuna: B/. 2, 972,000  
Fortuna – Guasquitas: B/. 617,000  
TOTAL: B/. 3,589.000

**Subestaciones:**

Inicio del Proyecto: enero de 2008

Inicio de Operación: enero de 2011

Inversión: S/E Chan75: B/. 1,339,000

S/E Guasquitas: B/. 1,405,000

TOTAL: B/. 2,704,000

Gran Total: B/. 6,334,000

### 3. Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV

Debido al aumento de la capacidad instalada en el área de Colón con las centrales térmicas Balboa (87 MW), Térmica del Caribe (50 MW) y Generadora Atlántico (116 MW) es necesario reforzar el sistema de transmisión procedente desde Colón.

Este refuerzo consiste en lo siguientes:

**LINEAS**

Línea de 230 KV Santa Rita – Panamá II (tramo de línea desde el Río Chagres hasta Panamá II), operada inicialmente en 115 KV

Cantidad de circuitos: 2

Longitud: 27 Km.

Conductor: 1200 ACAR

Capacidad: 225 MVA (normal) 450 MVA (contingencia)

Línea de 115 KV Santa Rita – Cáceres (tramo de línea desde el Río Chagres hasta Santa Rita)

Cantidad de circuitos: 2

Longitud: 21 Km.

Conductor: 636 ACSR

Capacidad: 150 MVA (normal) 175 MVA (contingencia)

**SUBESTACIONES**

También será necesaria la ampliación de las subestaciones Santa Rita 115 KV y Panamá II 115 KV:

Subestación

Santa Rita: adición de dos naves de dos interruptores 115 KV

Panamá II 115 KV: adición de dos interruptores de 115 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

Costos;

**Línea:**

Inicio del Proyecto: enero de 2008

Inicio de Operación: enero de 2011

Inversión: Chagres – Panamá II: B/. 5, 957,000

Chagres - SantaRita: B/. 3,215,380

TOTAL: B/. 9,172,380

**Subestaciones:**

Inicio del Proyecto: enero de 2008

Inicio de Operación: enero de 2011

Inversión: S/E Panamá II: B/. 1,758,561

S/E Santa Rita: B/. 3,071,640

TOTAL: B/. 4,830,201

Gran Total: B/. 14,002,581

**4. Refuerzo Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 230 KV**

Debido a que este es un proyecto a largo plazo, en revisiones posteriores del Plan de Expansión se verificará la necesidad de este proyecto, el cual depende de futuras plantas hidroeléctricas a instalarse en la provincia de Bocas del Toro.

Debido a la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos incluidos en el Plan Indicativo de Generación, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Llano Sánchez, Chorrera y Panamá con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de su límites de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. Para lograr esto, la línea Llano Sánchez – Panamá II se secciona en la subestación Chorrera y de allí, uno de los circuitos Chorrera – Panamá se secciona en la Subestación Panamá. De esta forma quedarían dos circuitos Llano Sánchez – Chorrera, un circuito Chorrera – Panamá II y un circuito Chorrera – Panamá – Panamá II.

En este sentido, es necesario realizar las siguientes expansiones:

**LINEAS**

Línea de 230 KV Llano Sánchez – Panamá II, seccionada en Chorrera, es necesario construir aproximadamente 6 km de línea de doble circuito, dos tramos  
Cantidad de circuitos: 2 tramos de doble circuito de 3 km.

Longitud: 6 km

Conductor: 1200 ACAR

Capacidad: 225 MVA (normal) 450 MVA (contingencia)

Línea de 230 KV Chorrera – Panamá II, seccionada en la S/E Panamá, es necesario construir un tramo de 0.6 km subterráneo de doble circuito

Cantidad de circuitos: doble circuito subterráneo  
Longitud: 0.6 km  
Conductor: 1500 XLPE  
Capacidad: 225 MVA (normal) 450 MVA (contingencia)

#### SUBESTACIONES

También será necesaria la ampliación de las subestaciones Chorrera y Panamá:  
Subestación

Chorrera: adición de dos naves de tres interruptores 230 KV  
Panamá: adición de dos naves de dos interruptores 230 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

Costos;

Línea:

Inicio del Proyecto: enero de 2011

Inicio de Operación: enero de 2014

Inversión: línea a Chorrera: B/. 1,283,000

línea a Panamá: B/. 1,900,000

TOTAL: B/. 3,183,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2011

Inicio de Operación: enero de 2014

Inversión: S/E Chorrera: B/. 4,186,000

S/E Panamá: B/. 2,678,000

TOTAL: B/. 6,864,000

Gran Total: B/. 10,047,000

### 5. Refuerzo Concepción – Mata de Nance 230 KV

Debido a que este es un proyecto a largo plazo, en revisiones posteriores del Plan de Expansión se verificará la necesidad de este proyecto, el cual depende de futuras plantas hidroeléctricas a instalarse en las cuenca de los ríos Chiriquí Viejo y Piedra, en la Provincia de Chiriquí.

Debido a la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos incluidos en el Plan Indicativo de Generación en el área de Chiriquí, específicamente en la cuenca del río Chiriquí Viejo, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Concepción y Mata de Nance, con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de su límites permisibles de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. En este sentido, es necesario realizar las siguientes expansiones:

**LINEAS**

Línea de 230 KV Veladero – Llano Sánchez

Cantidad de circuitos: 1

Longitud: 28 km

Conductor: 1200 ACAR

Capacidad: 225 MVA (normal) 450 MVA (contingencia)

Esta línea será de circuito sencillo.

**SUBESTACIONES**

También será necesaria la ampliación de las subestaciones Concepción y Mata de Nance:

**Subestación**

Concepción: adición de una nave de dos interruptores 230 KV

Mata de Nance: adición de una nave de dos interruptores 230 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

**Costos;****Línea:**

Inicio del Proyecto: enero de 2011

Inicio de Operación: enero de 2014

Inversión: Concepción – Mata de nance: B/. 3,768,000

**Subestaciones:**

Inicio del Proyecto: enero de 2011

Inicio de Operación: enero de 2014

Inversión: S/E Concepción: B/. 1,339,000

S/E Mata de Nance B/. 1,339,000

TOTAL: B/. 2,678,000

Gran Total: B/. 6,446,000

# Capítulo 11: Niveles de Confiabilidad

## 11.1 OBJETIVO

Evaluar la confiabilidad del sistema de transmisión de ETESA en conjunto con el sistema de generación del Sistema Interconectado Nacional para el horizonte de corto plazo 2008 – 2013 a partir de las estadísticas de fallas de las respectivas líneas y generadores actualizadas a Noviembre de 2006.

## 11.2 METODOLOGÍA

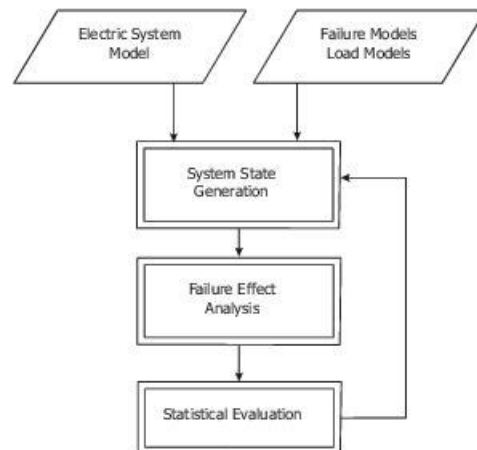
El proceso de valoración de los índices de confiabilidad, básicamente comprende los siguientes pasos:

Modelamiento de fallas

Generación de estados del sistema

Análisis del efecto de fallas (FEA)

Análisis estadísticos



**Figura 11-1**  
**Diagrama de flujo básico**

Los modelos de falla describen la manera en la cual pueden fallar los componentes del sistema, con qué frecuencia fallan, y cuánto tiempo en promedio toma restablecerlos.

La combinación de una o más fallas simultáneas se denomina “estado del sistema”. El módulo de generación de estados del sistema usa los modelos de falla para construir una lista de estados del sistema relevantes. Cada uno de estos estados del sistema puede involucrar una o más fallas. La tarea del módulo de análisis de efecto de falla consiste en analizar los estados del sistema en falla imitando las reacciones del sistema a estas fallas, para una demanda determinada.

La tarea básica del FEA es determinar si las fallas del sistema ocasionarán desconexiones o racionamientos de demanda y, cuando este sea el caso, cuáles demandas serán deslastradas y por cuánto tiempo.

Los resultados del FEA son combinados con los datos entregados por el módulo de generación de estados del sistema para actualizar las estadísticas. Los datos de estados del sistema describen la frecuencia y duración esperadas de ocurrencia de cada estado del sistema.

## MODELOS ESTOCÁSTICOS

Un modelo estocástico describe cómo y con qué frecuencia cambia un objeto determinado. Existen varias formas para definir un modelo estocástico. Un modelo altamente simplificado y generalmente usado es el conocido como “Modelo Homogéneo de Markov”.

Un modelo homogéneo de Markov con dos estados se define por:

Una constante de tasa de falla:  $\lambda$

Una constante de tasa de reparación:  $\mu$

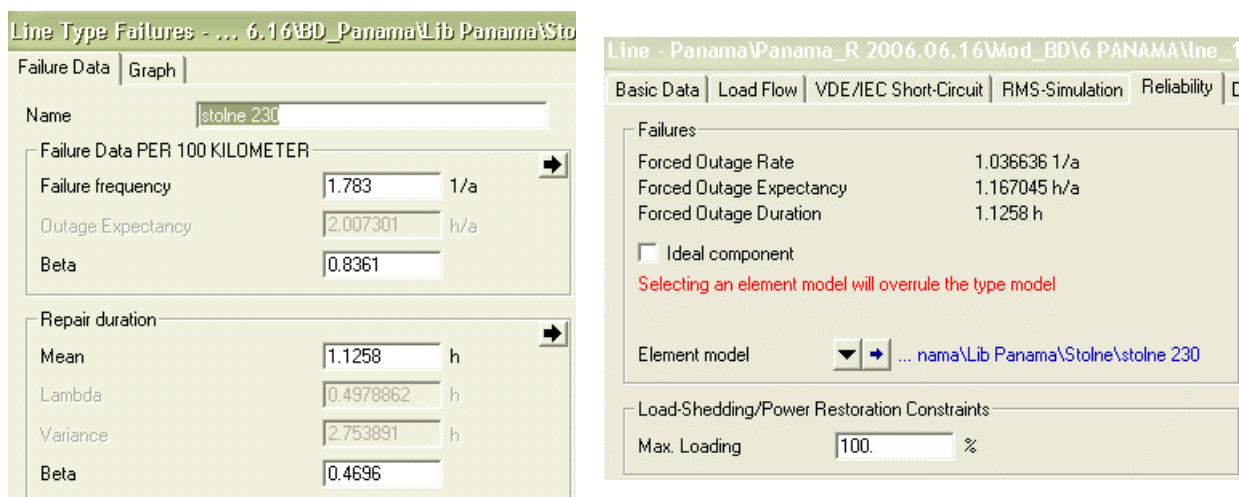
Estos dos parámetros pueden ser usados para calcular:

Tiempo medio para fallar:  $TTF = 1/\lambda$

Tiempo medio para reparación:  $TTR = 1/\mu$

Disponibilidad:  $P = TTF / ( TTF + TTR )$

## MODELO DE FALLAS EN LÍNEAS



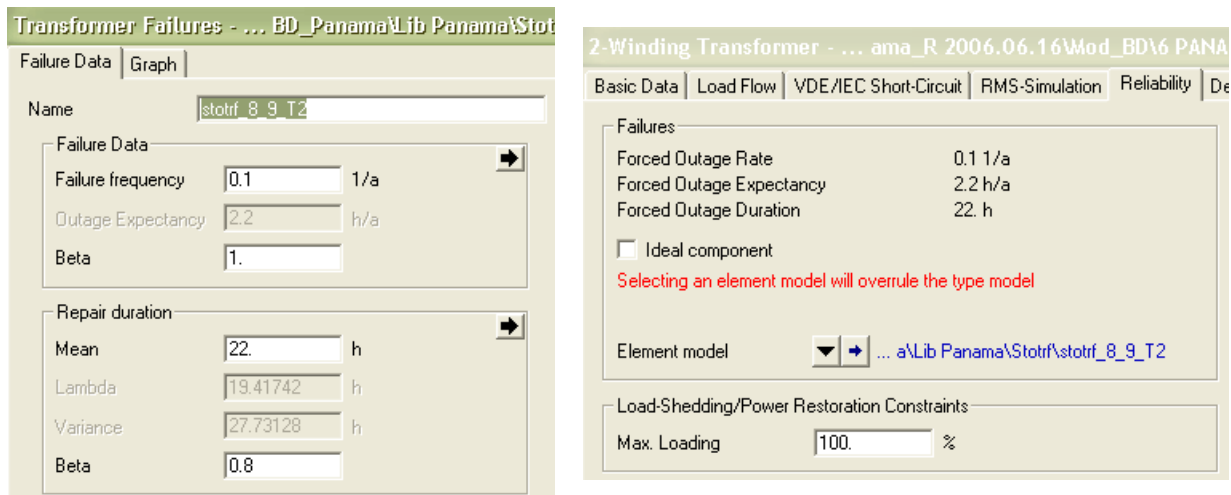
**Figura 11-2**  
**Modelo Weibull-Markov para fallas en líneas**



Este modelo usa una frecuencia o expectativa de falla por unidad de longitud. La duración de reparación es independiente de la longitud. Ambos, el tiempo para fallar y la duración de reparación, tienen un **factor de forma  $\beta$** . La expectativa de falla es igual al producto del tiempo promedio de reparación y la frecuencia de falla y es, por tanto, definida por unidad de longitud.

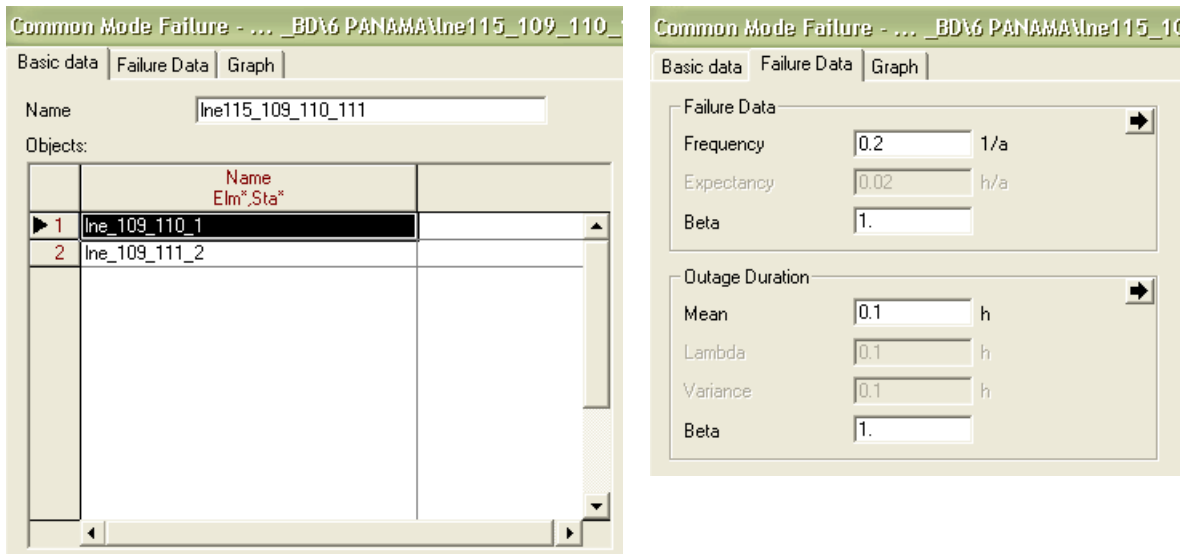
### MODELO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES

El modelo estocástico de fallas para transformadores, igual que para líneas, consta de dos estados: “*En servicio*” y “*Fuera de servicio*”. Los parámetros requeridos son entonces el número de fallas por año (frecuencia de falla), y el tiempo promedio de reparación (duración de reparación). Los parámetros  $\beta$  de la distribución Weibull para los dos estados, se estiman a partir de las estadísticas cronológicas de falla de cada componente.



**Figura 11-3**  
**Modelo Weibull-Markov para fallas en transformadores**

## MODELO DE FALLAS DE MODO COMÚN



The image shows two overlapping software windows. The left window, titled 'Common Mode Failure - ... \_BDV6 PANAMA\lne115\_109\_110', has tabs for 'Basic data', 'Failure Data', and 'Graph'. It displays a table with the following data:

	Name	Elm*Sta*
1	lne_109_110_1	
2	lne_109_111_2	

The right window, also titled 'Common Mode Failure - ... \_BDV6 PANAMA\lne115\_109\_110', has the same tabs. It contains two sections of input fields:

- Failure Data:**
  - Frequency: 0.2 1/a
  - Expectancy: 0.02 h/a
  - Beta: 1.
- Outage Duration:**
  - Mean: 0.1 h
  - Lambda: 0.1 h
  - Variance: 0.1 h
  - Beta: 1.

**Figura 11-4**  
**Modelo Weibull-Markov para fallas de modo común**

Todos los componentes de modelos de falla son independientes. Dos o más elementos del sistema pueden compartir el mismo modelo de falla, pero su comportamiento de falla será independiente. Desde los modelos de falla, la expectativa de falla puede ser calculada como la fracción de tiempo promedio, o el tiempo promedio por año, durante el cual el elemento no está disponible.

Dos líneas paralelas en una misma torre o dos cables en un mismo ducto, normalmente compartirán los mismos datos de falla. La probabilidad de que ambas líneas queden indisponibles al mismo tiempo será el producto de las probabilidades individuales, debido a que las fallas que ocasionan las indisponibilidades son independientes.

La doble contingencia, sin embargo, puede ser mucho más frecuente debido a causas que afectan ambas líneas. Ejemplos de tales causas son los relámpagos, tormentas, etc. La Figura 11-5 muestra el objeto usado en la herramienta DlgSILENT para representar tales causas de modo común. El modo común de fallas no cancela los modelos de falla individuales, pero sí suma en la indisponibilidad de todos los elementos listados al mismo tiempo.

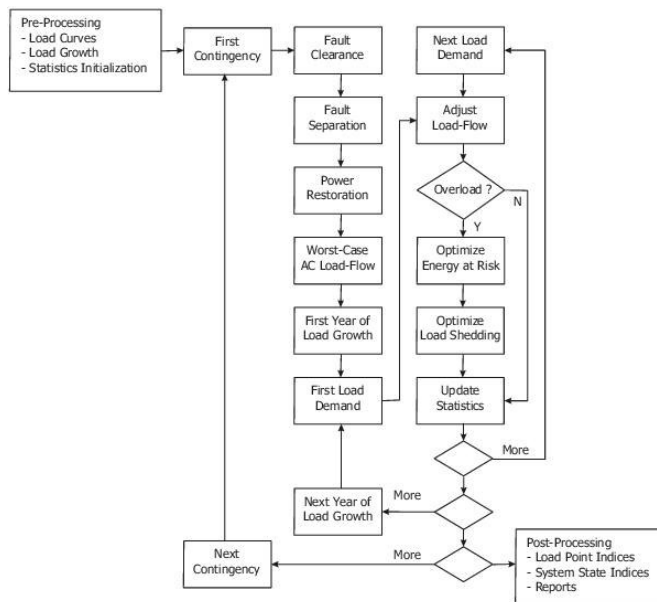
## ENUMERACIÓN DE ESTADOS DEL SISTEMA

El método de enumeración analiza los estados relevantes del sistema uno por uno hasta un nivel de profundidad en la combinatoria de los elementos fallados seleccionado por el usuario. El primer nivel del conjunto de estados y a su vez el mínimo que evalúa el programa, incluye las líneas, generadores y transformadores y fallas de modo común a los cuales se les ha definido modelo de confiabilidad. Un

segundo nivel incluye las combinaciones de dos elementos de los anteriormente indicados y un tercer nivel incluye las combinaciones de tres elementos de los primeramente indicados. Para el cálculo de los indicadores del sistema de Panamá se utilizaron el primer y segundo niveles del conjunto de estados ya que en el caso particular del sistema eléctrico de Panamá, la probabilidad de falla de la combinación de más de dos elementos o de un modo común con otro modo común u otros dos elementos es muy baja y por consiguiente cuando se pondera el racionamiento causado por la probabilidad de falla, el valor esperado resulta despreciable.

En el modelo de confiabilidad de Panamá se incluyeron alrededor de 160 componentes entre líneas a 230 kV y 115 kV, transformadores, unidades de generación y fallas de modo común. En el primer nivel de enumeración de estados se considera el efecto de la falla de cada uno de estos 160 componentes y en el segundo nivel se combinan las fallas de todos estos elementos tomados en combinaciones de dos. Es decir en cada caso se analizan 12880 flujos de carga en cada uno de los cuales se calcula la energía no suministrada con los indicadores de frecuencia y duración respectivos.

La Figura 11-6 muestra el diagrama de flujo completo para el proceso de valoración de confiabilidad por el método de enumeración de estados.



**Figura 11-5**  
**Algoritmo de enumeración de estados**

Una vez concluida la enumeración de estados, los casos analizados quedan disponibles para verificación por parte del analista. La Figura 11-7 muestra, por ejemplo, los re-despachos creados por el algoritmo al evaluar la contingencia en la línea "Ine\_100\_115\_1A".

	Name	Q...	...	...	A...	...	...	Generator/E...	Active Power	Reactive Power
			h	m	s			ElmSym,Elm...	MW	MVA
Ine230_100_103_1	Generator Re-Dispatch sym_106_M1	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_106_M1	3.48029	2.430642
Ine230_11_148	Generator Re-Dispatch sym_106_M2	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_106_M2	3.48029	2.430642
Ine230_1_3	Generator Re-Dispatch sym_106_M3	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_106_M3	3.48029	2.430642
Ine230_3_100_115	Generator Re-Dispatch sym_107_M4	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_107_M4	3.48029	2.430642
Ine230_5_8	Generator Re-Dispatch sym_107_M5	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_107_M5	3.48029	2.430642
Ine230_8_148	Generator Re-Dispatch sym_107_M6	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_107_M6	0.70622	0.493229
Ine_100_103_2A	Generator Re-Dispatch sym_116_P1	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_116_P1	2.47900	1.60727
Ine_100_115_1A	Generator Re-Dispatch sym_116_P2	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_116_P2	2.47900	1.60727
Ine_109_110_1	Generator Re-Dispatch sym_116_P3	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_116_P3	2.47900	1.60727
Ine_109_111_2	Generator Re-Dispatch sym_128_G3	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_128_G3	-0.22987	-0.131760
Ine_11_148_1										
Ine_11_148_2										
Ine_11_14_9										

**Figura 11-6**  
**Eventos generados por el algoritmo de enumeración de estados**

El núcleo de la valoración de confiabilidad es el análisis de la reacción del sistema ante contingencias específicas. Este análisis es realizado por la función FEA (análisis de efecto de falla), la cual es una función aislada que puede ser iniciada separadamente.

Básicamente, este proceso consiste de cuatro pasos:

Aclaración de la falla

Aislamiento de la falla

Restauración del servicio

Eliminación de sobrecargas

El FEA para la valoración de una red puede realizarse con o sin eliminación de sobrecargas. La eliminación de sobrecargas se realiza calculando flujos de carga AC, para posteriormente buscar elementos de rama sobrecargados y efectuar deslastres de carga (o transferencias de carga previamente definidas) hasta eliminar las sobrecargas.

Para cada estado del sistema, una o más fallas estarán presentes en el sistema. Se asume que el sistema reacciona a las fallas con la inmediata apertura de uno o más interruptores de protección, seguido por una separación de la falla y la restauración del servicio al resto del área protegida.

## **DESLASTRES DE CARGA**

Se dispone de tres esquemas básicos de deslastre de carga:

Deslastre Óptimo de Carga

Asume que todas las cargas pueden ser deslastradas a cualquier cantidad. El objetivo es entonces hallar un esquema de deslastre en el cual se racione la menor cantidad de demanda posible (potencia en riesgo). La función de valoración de confiabilidad usa índices de sensibilidad lineales para seleccionar aquellas cargas que tienen una mayor contribución al total de sobrecargas y realiza un proceso de

optimización lineal que minimiza la cantidad total de demanda a racionar (potencia en riesgo). La energía en riesgo la obtiene de multiplicar la potencia en riesgo hallada por la duración del estado del sistema. La energía al riesgo total para todos los estados posibles del sistema es reportada al final del proceso como la energía del sistema en riesgo (SEAR).

#### Deslaste Óptimo Prioritario de Carga

Se ejecuta una vez que ha sido determinada la potencia en riesgo y considera los niveles de prioridad previamente definidos para cada carga, realizando el proceso de optimización lineal sólo para las cargas con bajo nivel de prioridad.

#### Deslaste Óptimo Discreto de Carga

Se ejecuta junto con el deslaste prioritario de carga. Este esquema considera el hecho de que cada carga sólo puede ser deslastrada en una cantidad fija de pasos, la cual debe definirse previamente para cada carga. El deslaste discreto de carga es calculado mediante la transformación del problema de optimización lineal en un problema de optimización discreto.

## ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Las valoraciones de confiabilidad de redes producen dos juegos de indicadores:

Indicadores del punto de carga

Indicadores del sistema

Los indicadores del punto de carga son calculados para cada punto de carga individual. Los indicadores del sistema son calculados a partir de la suma, el promedio o la ponderación de los indicadores de todos los puntos de carga.

### Convenciones

- $C_i$  Número de usuarios atendidos en el punto  $i$
- $A_i$  Número de usuarios afectados por una interrupción en el punto  $i$
- $Fr_k$  Frecuencia de ocurrencia de la contingencia  $k$
- $Pr_k$  Probabilidad de ocurrencia de la contingencia  $k$
- $C$  Número de usuarios en el sistema
- $A$  Número de usuarios afectados en el sistema

**Indicadores de frecuencia y expectativa para los puntos de carga**

ACIF	Frecuencia de interrupción por usuario promedio	$ACIF_i = \sum_k Fr_k * frac_{i,k}$	1/a
ACIT	Tiempo de interrupción por usuario promedio	$ACIT_i = \sum_k Pr_k * frac_{i,k}$	h/a
LPIF	Frecuencia de interrupción del punto de carga	$LPIF_i = ACIF_i * C_i$	1/a
LPIT	Tiempo de interrupción del punto de carga	$LPIT_i = ACIT_i * C_i$	h/a
AID	Tiempo de interrupción del punto de carga	$AID_i = ACIT_i / ACIF_i$	h

Donde:

$i$	Índice de puntos de carga
$k$	Índice de contingencias
$frac_{i,k}$	Fracción de la carga racionada en el punto $i$ por la contingencia $k$ . Para cargas racionadas completamente, $frac_{i,k} = 1$ . En los demás casos, estará entre 0 y 1.

**Indicadores de frecuencia y expectativa para el sistema**

SAIFI	Frecuencia de interrupción promedio del sistema	$SAIFI = \frac{\sum ACIF_i * C_i}{\sum C_i}$	1/C/a
CAIFI	Frecuencia de interrupción promedio por usuario	$CAIFI = \frac{\sum ACIF_i * C_i}{\sum A_i}$	1/A/a
SAIDI	Duración de interrupción promedio del sistema	$SAIDI = \frac{\sum ACIT_i * C_i}{\sum C_i}$	h/C/a
CAIDI	Duración de interrupción promedio por usuario	$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$	h
ASUI	Disponibilidad de servicio promedio	$ASUI = \frac{\sum ACIT_i * C_i}{8760 * \sum C_i}$	
ASAI	Indisponibilidad de servicio promedio	$1 - ASUI$	

**Indicadores de energía para los puntos de carga**

LPENS <sub>i</sub>	Energía no suministrada del punto de carga	$LPENS_i = ACIT_i * (Pd_i + Ps_i)$	MWh/a
LPEAR <sub>i</sub>	Energía en riesgo del punto de carga	$LPEAR_i = ACIT_i * (Pr_i)$	MWh/a
LPES <sub>i</sub>	Energía racionada del punto de carga	$LPES_i = ACIT_i * (Ps_i)$	MWh/a

Donde:

$Pd_i$	Promedio ponderado de potencia desconectada en el punto de carga $i$
$Pr_i$	Promedio ponderado de potencia en riesgo en el punto de carga $i$
$Ps_i$	Promedio ponderado de potencia racionada en el punto de carga $i$

**Indicadores de energía para el sistema**

ENS	Energía no suministrada	$ENS = \sum LPENS_i$	MWh/a
SEAR	Energía del sistema en riesgo	$SEAR = \sum LPEAR_i$	MWh/a
SES	Energía del sistema racionada	$SES = \sum LPES_i$	MWh/a
AENS	Energía promedio no suministrada	$AENS = \frac{ENS}{\sum C_i}$	MWh/C/a
ACCI	Índice de racionamiento promedio por usuario	$AENS = \frac{ENS}{\sum A_i}$	MWh/A/a

### 11.3 RESULTADOS DE CONFIABILIDAD

#### MODELOS ESTOCÁSTICOS DE FALLAS

De acuerdo con las estadísticas se presentan relativamente pocas salidas forzadas de las líneas del sistema de transmisión y los transformadores prácticamente no presentan salidas forzadas. En el Anexo 3 se incluyen todas las estadísticas disponibles de falla en las líneas y transformadores del sistema eléctrico Panameño.

#### PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD DE LÍNEAS

Dada la escasa cantidad de eventos por línea, tanto de las de 115 kV como las de 230 kV, la muestra no es lo suficientemente representativa como para hacer un tratamiento individual. Por consiguiente, se definió agrupar las líneas por nivel de tensión para calcular sus parámetros:

tasas de fallas ( $\lambda$ )

tiempos de reparación promedio

factores de forma ( $\beta$ )

En el proceso de cálculo de las **tasas de falla ( $\lambda$ )** se refieren todas las líneas a una longitud base de 100 km, obteniéndose así estas tasas en número de salidas por cada año y por cada 100 km. Posteriormente, se calcula la **tasa promedio de salidas** para el respectivo nivel de tensión, el cual corresponde al promedio aritmético de las líneas para cada nivel de tensión. El **tiempo promedio de reparación** se determina como el promedio aritmético de los tiempos de falla de la muestra agrupada.

Cabe recordar aquí, que la *distribución exponencial* es un caso particular de la *distribución Weibull* en el cual el *parámetro de forma* es igual a 1. Si en algún caso resultase mejor el ajuste con la distribución exponencial, el parámetro de forma sería precisamente igual a 1. De cualquier forma, es posible obtener los niveles de confianza para ambos casos y así demostrar que la distribución Weibull con

parámetro de forma diferente de 1 puede ofrecer un mejor nivel de confianza que, por ejemplo, una distribución exponencial.

El cálculo de los **parámetros de forma  $\beta$**  se hace a partir del análisis de la estadística cronológica de ocurrencia y duración de fallas en las líneas, afinando el ajuste con la función de distribución Weibull, comúnmente utilizada en los análisis de confiabilidad aplicados a sistemas eléctricos de potencia, ya que ofrece un ajuste estadísticamente significativo al presentar menores varianzas, si se compara, por ejemplo, con la función de distribución exponencial.

En la Tabla 11-2 se resumen los parámetros promedio de falla para las líneas a 115 kV, calculados con base en la estadística disponible que se presenta en el título 1 del documento del Anexo 3.

**Tabla 11-2**  
**Parámetros del modelo de fallas para líneas a 115 kV**

Elemento	km	TTR	n	FA/100
lne_109_110_1	21.00	0.1375	4	2.8540
lne_109_111_2	21.00	1.9389	3	2.1405
lne_12_87_1	24.98	0.0250	2	1.1996
lne_12_87_2	24.98	0.0292	4	2.3993
lne_15_20_1	30.00	0.7800	15	7.4918
lne_18_110_1	26.00	7.2542	4	2.3052
lne_18_111_2	26.00	0.9200	5	2.8815
lne_19_37_1	11.00	0.0500	1	1.3621
lne_2_154_4A	40.70	3.6407	9	3.3133
lne_2_18_1	0.80	0.2000	2	37.4589
lne_2_23_3A	22.50	1.3290	13	8.6572
lne_2_33_1	1.40	0.6833	1	10.7025
lne_23_55_3B	31.50	0.2091	13	6.1837
lne_54_109_1	6.20	0.0750	6	14.5002
lne_54_109_2	6.20	2.9556	3	7.2501
lne_55_154_4B	16.70	0.2886	8	7.1778
lne_87_88_1	5.80	0.1000	2	5.1667
	316.8		95	7.2379

Las duraciones promedio de fallas en las líneas a 115 kV varía entre 0.03 y 5.85 h, y el promedio aritmético de toda la muestra es de 1.2376 h. El número de fallas al año por cada 100 km en las líneas a 115 kV varía entre 1.57 y 43.14 f/a, y el promedio aritmético de todas las líneas a 115 kV es de 7.24 f/a.

En la Tabla 11-3 se resumen los parámetros promedio de falla para las líneas a 230 kV, calculados con base en la estadística disponible que se presenta en el título 2 del Anexo 3.



**Tabla 11-3**  
**Parámetros del modelo de fallas para líneas a 230 kV**

Elemento	km	TTR	n	FA/100
lne_1_5_1	39.00	3.1667	3	1.1526
lne_1_5_2	39.00	0.9881	7	2.6894
lne_100_103_2A	58.14	2.8833	5	1.2886
lne_100_115_1A	49.14	4.2583	4	1.2197
lne_11_14_9	54.00	0.0572	8	2.2198
lne_11_148_1	84.49	0.0167	1	0.1773
lne_11_148_2	84.49	11.0142	1	0.1773
lne_11_148_2	84.49	11.0142	1	0.1773
lne_11_96_1	37.50	0.6833	1	0.3996
lne_11_96_2	37.50	0.0333	1	0.3996
lne_14_6000_10	9.70	0.2697	1	1.5447
lne_3_103_2B	10.00	0.0667	1	1.4984
lne_3_115_1B	19.00	0.9889	3	2.3658
lne_5_8_1	142.19	0.0399	4	0.4215
lne_5_8_1	142.19	0.0399	4	0.4215
lne_5_8_2	142.19	0.7115	8	0.8430
lne_5_8_2	142.19	0.7115	8	0.8430
lne_8_148_1	109.36	0.9667	3	0.4110
lne_8_148_2	109.36	0.0333	3	0.4110
lne_8_148_3	110.07	0.5250	2	0.2723
lne_96_147_1	16.00	0.0583	2	1.8729
<b>1,520.0</b>			<b>71</b>	<b>0.9908</b>

Las duraciones promedio de fallas en las líneas a 230 kV varía entre 0.03 y 3.48 h, y el promedio aritmético de toda la muestra es de 1.2654 h. El número de fallas al año por cada 100 km en las líneas a 230 kV varía entre 0.20 y 3.98 1/a, y el promedio aritmético de todas las líneas a 230 kV es de 0.99 f/a.

En la Tabla 11-4 se resumen los parámetros de líneas hallados y que fueron utilizados en el modelo estocástico de fallas en líneas para las simulaciones de confiabilidad.

**Tabla 11-4**  
**Parámetros del modelo de fallas para líneas utilizados**

Tensión [kV]	Modelo para Reparación		Modelo para Operación	
	D. Promedio [H]	Factor Forma ( $\beta$ )	Frecuencia [1/año-100 km]	Factor Forma ( $\beta$ )
115 kV	1.2376	0.4590	7.2379	0.4791
230 kV	1.2654	0.4124	0.9908	0.4950

En todos los casos se observa que  $\beta$  es menor que uno, lo cual indica una tasa de fallas decreciente, comportamiento típico para equipos en su estado inicial de operación. No obstante, en este caso en particular, este comportamiento puede atribuirse a la poca información disponible de eventos de estos equipos.

Se aprecia que la tasa de ocurrencia de fallas de líneas a 115 kV es seis veces la de las líneas a 230 kV, y que los tiempos de reparación en ambos casos son del mismo orden (algo superiores a 1 hora).

Para el caso de las líneas a 230 kV sin información de fallas, ya sea porque no han entrado en operación o porque su fecha de entrada es muy reciente, se asume una tasa de fallas igual al promedio de las líneas de 230 kV actuales. Las líneas a 115 kV que no son propiedad de ETESA se modelan con los parámetros promedio encontrados para las líneas de este nivel de tensión.

## PARÁMETROS DE FALLAS SIMULTÁNEAS

Con base en las estadísticas suministradas por ETESA para el período 2000–2006, se calcularon las tasas promedio de fallas y las duraciones promedio, para fallas simultáneas en dos líneas diferentes, es decir, fallas con la misma fecha y hora de inicio y fin en el reporte.

Como se anotó anteriormente, en el proceso de valoración de confiabilidad por Enumeración de Estados estos modelos se tratan como objetos independientes de los modelos de falla individuales de las líneas involucradas. En la Tabla 11-5 se resumen los parámetros para estas fallas.

Estos modelos corresponden generalmente a salidas de líneas en torres de doble circuito aunque, como puede comprobarse en la Tabla 11-5 también pueden darse otros casos, como por ejemplo de líneas cercanas que en algún momento puedan compartir su trazado o servidumbre, o que se conectan a una misma subestación.

**Tabla 11-5**  
**Parámetros de Confiabilidad de Fallas Simultáneas**

Bus i, c1	Bus j, c1	#	Bus i, c2	Bus j, c2		[I/a]	[H]
1 PAN230	3 PANII230	L1	1 PAN230	3 PANII230	L2	0.1555	1.4167
1 PAN230	5 CHO230	L1	1 PAN230	5 CHO230	L2	0.3110	0.6417
100 BAY230	103 COPESA23	L2	100 BAY230	115 PACORA23	L1	0.3110	2.9083
100 BAY230	115 PACORA23	L1	3 PANII230	115 PACORA23	L1	0.1555	0.3500
109 COLON115	110 PTMD115A	L1	54 LM1115	109 COLON115	L2	0.1555	0.0500
109 COLON115	111 PTMD115B	L2	18 CAC115	110 PTMD115A	L1	0.1555	0.0667
11 M_N230	148 VELAD230	L1	11 M_N230	148 VELAD230	L2	0.4665	0.2032
12 M_N115	87 CAL115	L1	12 M_N115	87 CAL115	L2	0.6220	0.3265
12 M_N115	87 CAL115	L1	87 CAL115	88 EST115	L1	0.1555	0.2500
12 M_N115	87 CAL115	L2	87 CAL115	92 L_V115	L1	0.1555	0.0333
18 CAC115	110 PTMD115A	L1	54 LM1115	109 COLON115	L2	0.1555	0.2167
2 PAN115	154 CEMPAN15	L4	2 PAN115	23 CH115	L3	0.9331	0.2000
2 PAN115	154 CEMPAN15	L4	23 CH115	55 LM2115	L3	0.3110	0.3500
2 PAN115	154 CEMPAN15	L4	55 LM2115	154 CEMPAN15	L4	0.1555	0.1500
2 PAN115	23 CH115	L3	23 CH115	55 LM2115	L3	0.1555	0.1000
2 PAN115	23 CH115	L3	55 LM2115	154 CEMPAN15	L4	0.4665	0.0778
23 CH115	55 LM2115	L3	55 LM2115	154 CEMPAN15	L4	0.1555	0.8433
5 CHO230	8 LSA230	L1	5 CHO230	8 LSA230	L2	0.6220	2.0958

54 LM1115	109 COLON115	L1	54 LM1115	109 COLON115	L2	0.1555	0.4333
8 LSA230	148 VELAD230	L1	8 LSA230	148 VELAD230	L2	0.3110	0.5750
87 CAL115	88 EST115	L1	87 CAL115	92 L_V115	L1	0.3110	1.2972

## PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD DE TRANSFORMADORES

Para el caso de los transformadores, las estadísticas de son insuficientes ya que para este tipo de equipos se requiere historia de al menos 20 años para determinar sus características operativas dentro del sistema en particular donde están ubicados. Las únicas salidas de los transformadores se deben a mantenimiento una vez al año durante 22 horas, entonces éste, por ejemplo, podría hacerse un fin de semana buscando de esta forma evitar el racionamiento en las cargas a través de ellos alimentadas. Alternativamente, si se dispone de generación en 115 kV, aún costosa, es posible hacer uso de ella con el fin de evitar dicho racionamiento. Las estadísticas internacionales sugieren que éstos sólo deberían fallar en promedio una vez cada 10 años. Para las simulaciones de confiabilidad, se consideró entonces para estos equipos una tasa de fallas de 0.10 f/año con una duración promedio de 22 h en el tiempo de reparación.

## MODELO DE CARGA

La versión 13.2.329 del programa DigSilent no utiliza el modelo de curva de duración de carga y por consiguiente se hace una corrida para cada condición del sistema, las cuales fueron máxima invierno, máxima verano y mínima verano. Con el objeto de calcular los indicadores anuales equivalentes se ponderan los resultados de las tres corridas. Los factores de ponderación fueron 44%, 21% y 35% respectivamente. Estos factores obedecen a que aproximadamente el 35% del tiempo es demanda mínima, el 67% del tiempo es invierno y el 33% es verano.

## ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

El análisis de confiabilidad se realiza para las dos estaciones del año (invierno y verano) y para los bloques de demanda máxima y mínima. Para obtener los resultados totales por año, se ponderan los indicadores encontrados en cada caso de acuerdo con la duración anual de cada uno de ellos.

En la Tabla 11-6 se presentan los indicadores de confiabilidad globales para el sistema de transmisión durante el horizonte analizado (2008-2013), y en el Anexo 3 se presentan los resultados con mayor detalle.

**Tabla 11-6**  
**Indicadores promedio de confiabilidad del sistema Panameño**

Indicador	Unidad	2008	2009	2010	2013
SAIFI	Salidas/año	0.3644	0.0897	0.0929	0.1268
CAIFI	Salidas/C-año	0.3791	0.1164	0.1302	0.1816
SAIDI	Horas/año	0.3286	0.3078	0.3559	0.4335
CAIDI	Horas/C-año	1.9589	3.3922	3.7492	3.0830
ASAI	%	99.9963%	99.9965%	99.9959%	99.9951%
ASUI	%	0.0037%	0.0035%	0.0041%	0.0049%
ENS	MWh/año	110.8988	93.7854	151.8134	381.0387
DEM	GWh	6,505.10	6,913.50	7,278.70	8,416.90
VERE	%	<b>0.0017</b>	<b>0.0014</b>	<b>0.0021</b>	<b>0.0045</b>

SAIFI:	Frecuencia de interrupción promedio del sistema, Salidas/Año
CAIFI:	Frecuencia de interrupción promedio por usuario, Salidas/C-Año
SAIDI:	Duración de interrupción promedio del sistema, Horas/Año
CAIDI:	Duración de interrupción promedio por usuario, Horas/C-Año
ASAI:	Disponibilidad de servicio promedio, %
ASUI:	Indisponibilidad de servicio promedio, %
ENS:	Energía no suministrada, MWh/Año
DEM:	Demanda anual de energía del sistema, MWh
VERE:	Valor Esperado de Racionamiento de Energía, %

Los resultados muestran que para el horizonte 2008-2013 el sistema de transmisión panameño tendría una disponibilidad superior al **99.99%**, y en el último año del horizonte se esperaría tener una energía no servida de 381 MWh, correspondiente a un valor esperado de racionamiento de energía del **0.005%** de la demanda total del sistema. Si se detallan los indicadores de confiabilidad (Anexo 3), se observa como el periodo más crítico el invierno del año 2013, en el cual la energía no suministrada en demanda máxima de invierno alcanza 299 MWh, representando el 0.008% de la demanda. De acuerdo con referencias internacionales [Ver referencia al final de este capítulo] esta magnitud de racionamiento podría indicar que el sistema de transmisión requiere refuerzos por confiabilidad hacia el año 2103.

El número esperado de fallas por año para todo el sistema es de 0.36 en 2008, el cual se reduce a 0.09 en 2009 y 2010 y en 2013 vuelve a incrementarse a 0.13 Salidas/Año; con ellos se espera que el sistema conjunto generación – transmisión falle una vez cada 3 años en el año 2008; aumentando la confiabilidad a una falla cada 11 años durante 2009 y 2010 y a una falla cada 8 años en el año 2013. Sin embargo se observa que en este último año las fallas son de mayor impacto en la energía racionada.

Se espera que cada una de las salidas dure cerca 20 minutos como promedio general del sistema generación – transmisión; pero para los consumidores afectados, la duración esperada de la falla está en el rango de 117 a 200 minutos.

La relación de los indicadores para las cargas más afectadas se puede apreciar en la Tabla 11-7.

**Tabla 11-7**  
**Indicadores promedio de confiabilidad de las Cargas**

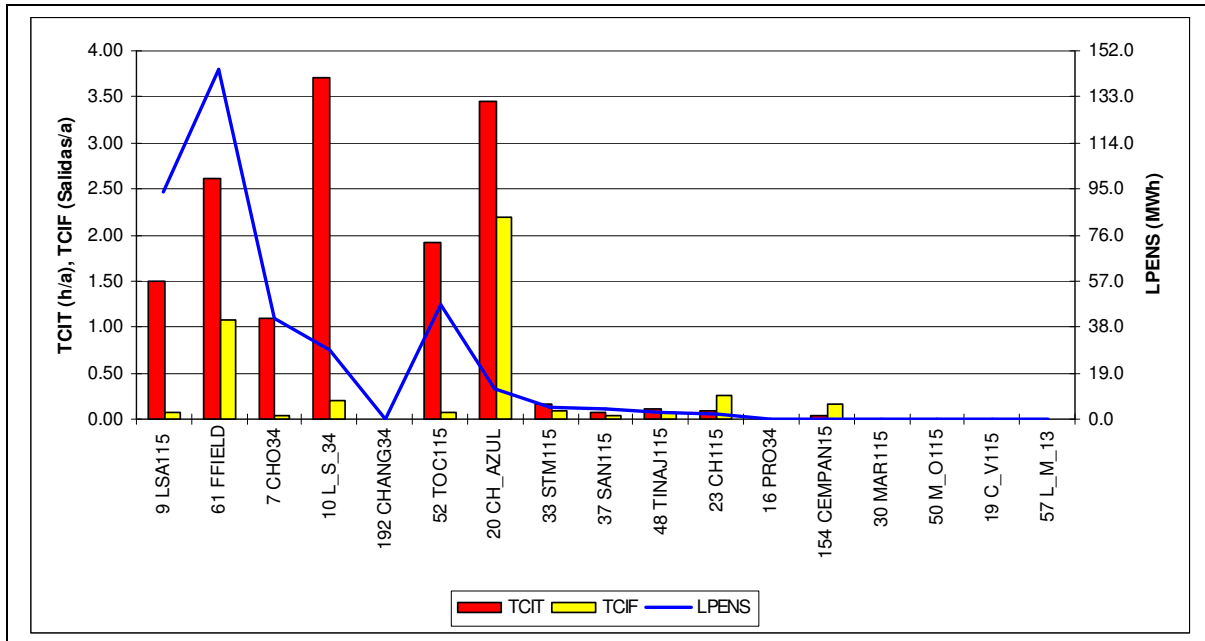
Carga	Barra	2008				2009			
		TCIT h/a	TCIF Sal/a	AID h/a	LPENS MWh/a	TCIT h/a	TCIF Sal/a	AID h/a	LPENS MWh/a
lod_9_1	9 LSA115	1.10	0.40	10.92	54.57	0.74	0.03	13.24	34.31
lod_61_1	61 FFIELD	0.01	0.02	0.58	0.46	0.17	0.12	0.74	7.56
lod_7_1	7 CHO34	0.40	0.17	10.92	12.21	0.31	0.02	13.24	8.74
lod_10_1	10 L S 34	1.12	1.48	7.63	6.76	3.15	0.14	13.24	13.95
lod_192_1	192 CHANG34	3.68	2.23	5.35	18.54	2.65	0.12	12.06	14.89
lod_52_1	52 TOC115	0.00	0.00	2.87	0.00	0.00	0.00	6.02	0.00
lod_20_1	20 CH AZUL	3.81	3.97	0.72	11.68	3.24	2.20	0.82	10.02
lod_33_1	33 STM115	0.16	0.82	0.67	4.18	0.15	0.10	0.82	4.02
lod_37_1	37 SAN115	0.00	0.00	1.38	0.00	0.00	0.00	1.82	0.00
lod_48_1	48 TINAJ115	0.00	0.00	1.06	0.00	0.00	0.00	1.38	0.00
lod_23_1	23 CH115	0.02	0.90	0.06	0.25	0.02	0.16	0.07	0.24
lod_16_1	16 PRO34	0.50	1.07	3.14	2.19	0.00	0.00	13.62	0.00
lod_154_1	154 CEMPAN15	0.03	0.90	0.08	0.05	0.03	0.16	0.10	0.05
lod_30_1	30 MAR115	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	1.52	0.00
lod_50_1	50 M O115	0.00	0.00	1.07	0.00	0.00	0.00	1.49	0.00
lod_19_1	19 C_V115	0.00	0.00	3.47	0.00	0.00	0.00	8.70	0.00
lod_57_1	57 L_M_13	0.00	0.00	0.81	0.00	0.00	0.00	0.30	0.00

Carga	Barra	2010				2013			
		TCIT h/a	TCIF Sal/a	AID h/a	LPENS MWh/a	TCIT h/a	TCIF Sal/a	AID h/a	LPENS MWh/a
lod_9_1	9 LSA115	1.12	0.05	13.54	61.00	1.50	0.07	9.20	93.35
lod_61_1	61 FFIELD	0.31	0.20	0.93	14.48	2.61	1.08	0.93	144.48
lod_7_1	7 CHO34	0.66	0.03	13.54	21.98	1.09	0.05	13.47	41.52
lod_10_1	10 L S 34	3.50	0.15	13.55	23.22	3.71	0.21	12.08	28.14
lod_192_1	192 CHANG34	2.83	0.12	13.38	14.90	0.00	0.00	0.00	0.00
lod_52_1	52 TOC115	0.00	0.00	5.27	0.01	1.92	0.08	6.69	46.88
lod_20_1	20 CH AZUL	3.46	2.20	0.90	11.33	3.45	2.20	0.90	12.83
lod_33_1	33 STM115	0.16	0.10	0.90	4.28	0.16	0.10	0.90	5.01
lod_37_1	37 SAN115	0.00	0.00	1.48	0.00	0.08	0.04	1.11	3.93
lod_48_1	48 TINAJ115	0.01	0.01	0.82	0.27	0.10	0.07	0.81	3.05
lod_23_1	23 CH115	0.02	0.16	0.08	0.26	0.10	0.26	0.18	1.74
lod_16_1	16 PRO34	0.00	0.00	21.97	0.00	0.00	0.00	22.06	0.00
lod_154_1	154 CEMPAN15	0.03	0.16	0.11	0.07	0.03	0.16	0.11	0.08
lod_30_1	30 MAR115	0.00	0.00	0.95	0.00	0.00	0.00	1.27	0.02
lod_50_1	50 M O115	0.00	0.00	5.91	0.00	0.00	0.00	4.16	0.01
lod_19_1	19 C_V115	0.00	0.00	5.19	0.00	0.00	0.00	6.55	0.01
lod_57_1	57 L M 13	0.00	0.00	9.40	0.00	0.00	0.00	1.70	0.00

La barras de carga con mayor energía no suministrada es Llano Sánchez 115 kV, donde los transformadores 230/115 kV inician con una carga de 75% en el año 2008, y a partir de allí cualquier contingencia de uno de ellos, induce el corte de carga presentado, el cuál alcanza su tope en el año 2013.

En la Figura 11-8 se ilustran gráficamente los indicadores de frecuencia, duración y valor esperado de racionamiento de las cargas afectadas en el año 2013.

**Figura 11-8**  
**Índices de confiabilidad de cargas, año 2013**



Dado que los indicadores de confiabilidad en el año 2013 se hicieron las siguientes sensibilidades con el objeto de analizar su efecto:

1. Adelantar la entrada de los circuitos Llano Sánchez – Panamá II 230 kV a Chorrera y de uno de los circuitos a Panamá I entre Chorrera y Panamá II.
2. Adicional a la reconfiguración anterior, se considera la entrada del quinto circuito Llano Sánchez – Veladero 230 kV.

En la Tabla 11-8 se presentan los efectos que estos refuerzos tienen sobre la confiabilidad del sistema de transmisión.

**Tabla 11- 8**  
**Indicadores Comparativos de Confiabilidad Año 2013**

Indicador	2013-Base		2013-1		2013-2	
	Max InV.	Total	Max InV.	Total	Max InV.	Total
SAIFI	0.0740	0.1268	0.0430	0.0952	0.0429	0.0925
CAIFI	0.0967	0.1816	0.0609	0.1426	0.0607	0.1387
SAIDI	0.2948	0.4335	0.1124	0.2489	0.1115	0.2386
CAIDI	1.7368	3.0830	1.1367	2.4831	1.1336	2.4852
ASAI	99.9923%	99.9951%	99.9971%	99.9972%	99.9971%	99.9973%
ASUI	0.0077%	0.0049%	0.0029%	0.0028%	0.0029%	0.0027%
<b>ENS</b>	<b>298.91</b>	<b>381.04</b>	<b>132.49</b>	<b>211.85</b>	<b>131.50</b>	<b>199.66</b>
DEM	3665.56	8,416.90	3010.83	6,913.50	3169.87	7,278.70
VERE	0.0082%	0.0045	0.0044%	0.0031	0.0041%	0.0027

Se logra una disminución significativa del racionamiento en demanda máxima de invierno con la entrada a Chorrera de los dos circuitos Llano Sánchez – Panamá II (Configuración 1), no así con el adelanto del quinto circuito Llano Sánchez – Veladero. Sin embargo desde el punto de vista económico puede no justificarse este adelanto ya que el costo anual que se ahorra por racionamiento sería de tan sólo US\$ 169,000.

#### 11.4 CONCLUSIONES

- El sistema de transmisión de Panamá puede llegar al año 2013 con una confiabilidad del **99.99%** y un valor esperado de racionamiento de energía del **0.005%** de la demanda del sistema.
- En el año 2013, demanda máxima invierno el Valor Esperado de Racionamiento de Energía se encuentra en 0.008%, el cual se considera alto de acuerdo al límite superior recomendado en referencias internacionales.
- Con los refuerzos de transmisión y transformación planteados en el sistema de transmisión panameño, es posible mantener los índices de confiabilidad del sistema en niveles adecuados hasta el año 2010.
- Habría que analizar refuerzos que mejoren la confiabilidad hacia en el año 2013. Por ejemplo adelantar la entrada de la línea Llano Sánchez – Panamá II a Chorrera y Panamá I.

REFERENCIA: CESI, Centro Elettrotecnico Sperminantale Italiano, “Criterios para la Planificación y Expansión de los Sistemas de Transmisión”, Junio de 2003. Documento hecho para el Osinerg de Perú.

EENS: Valor esperado de la energía no suministrada con límite superior igual a 0.001% de la demanda anual. Este indicador fue propuesto por CESI en el documento de Criterios para la Planificación y Expansión de los Sistemas de Transmisión.

## Capítulo 12: Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones

Las ampliaciones del sistema de comunicaciones determinada en el horizonte de corto plazo son las presentadas en la siguiente tabla. En el Anexo 29 se presenta la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.  
PLAN DE INVERSIÓN  
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN  
(MILES DE B./)**

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada Plan 2006	Observación	Nueva Fecha Plan 2007	TOTAL
41	<b>PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES</b>				<b>2,584</b>
42	MIGRACIÓN VHF A UHF	30/06/2009		30/06/2009	1,299
43	MIGRACIÓN DE MICROONDAS	15/12/2007		15/12/2007	1,285



## Capítulo 13: Plan de Reposición de Corto Plazo

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el corto plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo 27, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA**  
**PLAN DE INVERSIÓN**  
**PLAN DE REPOSICIÓN Y PLANTA GENERAL 2007**  
**(MILES DE B./.)**

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada	Observación	Nueva Fecha Plan 2007	Costo sin IDC (Miles de B./.)
2					
4	<b>PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO</b>				<b>487</b>
5	<b>SUBTOTAL PLAN REPOSICIÓN CORTO PLAZO - PROTECCIONES</b>				<b>487</b>
6	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES ETAPA I	01/06/2009		01/06/2009	487

## Capítulo 14: Plan de Reposición de largo Plazo

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el largo plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo 28, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA  
PLAN DE INVERSIÓN  
PLAN DE REPOSICIÓN Y PLANTA GENERAL 2007  
(MILES DE B./.)**

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada	Observación	Nueva Fecha Plan 2007	Costo sin IDC (Miles de B./.)
7	<b>PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO</b>				<b>2,144</b>
8	<b>SUBTOTAL PLAN REPOSICIÓN LARGO PLAZO - SUBESTACIONES</b>				<b>665</b>
9	REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (PT)	01/02/2010		01/02/2010	665
10	<b>SUBTOTAL PLAN REPOSICIÓN LARGO PLAZO - PROTECCIONES</b>				<b>1,479</b>
11	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES ETAPA II	01/03/2011		01/03/2011	1,479

## Capítulo 15: Plan de Planta General

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el largo plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo 30, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA**  
**PLAN DE INVERSIÓN**  
**PLAN DE REPOSICIÓN Y PLANTA GENERAL 2007**  
**(MILES DE B/.)**

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada	Observación	Nueva Fecha Plan 2007	Costo sin IDC (Miles de B/.)
13	<b>PLAN DE PLANTA GENERAL</b>				<b>497</b>
14	ADQUISICIÓN EQUIPO MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES		Nuevo	03/25/2010	497

## Capítulo 16: Plan de Ampliaciones de Conexión

Las siguientes solicitudes de acceso han sido aprobadas por ETESA. Se presenta a continuación una breve descripción de las mismas, con carácter informativo.

### 16.1 Conexión del Segundo Circuito entre las Subestaciones Panamá y Locería

Consiste en la conexión de un segundo circuito de 115 KV entre las subestaciones de Panamá y Locería, que iría en las mismas torres que llevan el circuito existente. Al igual que éste, el arreglo de los conductores sería vertical. El arreglo espacial sería de arriba hacia abajo, fases C, B, A, con una separación entre ellas de 3.5 metros. Se utilizará un conductor simple (uno por fase), calibre 636 ACSR, Grosbeak, 26/7. Para esta conexión será necesaria la adición de un interruptor de potencia en el patio de 115 KV de la subestación Panamá, sus cuchillas y demás equipo asociado.

### 16.2 Conexión del Segundo Circuito entre las Subestaciones Cáceres y Miraflores

Este proyecto consiste en la construcción de una línea paralela a la actual línea para cumplir con el criterio N-1 con un aumento de la confiabilidad de la interconexión entre los dos sistemas y una mayor flexibilidad para dar mantenimiento. La capacidad de esta interconexión está determinada por la suma de las capacidades de los dos transformadores de 44/115 KV instalados en Miraflores y la capacidad de cada una de estas líneas es suficiente para el manejo de esta capacidad de transformación.

La longitud de la línea es de 9 kilómetros en un total de 26 torres. La máxima cargabilidad de la línea en operación normal es de 490 Amperios y en emergencia es de 550 Amperios. La línea existente es de circuito sencillo con conductor simple y la futura será construida modificando las actuales torres y la configuración de la línea pasará de una configuración de circuito simple en forma de triángulo a una configuración de doble circuito, en la cual un circuito estará localizado a la izquierda y el otro a la derecha, con las tres fases de cada línea una arriba de la otra. Los conductores serán 477 KCM tipo AAC. Para la conexión de este nuevo circuito será necesaria la ampliación de la subestación Cáceres mediante un interruptor de potencia, sus cuchillas y demás equipos asociados.

### 16.3 Subestación Las Guías 230/34.5 KV

La empresa distribuidora EDEMET – EDECHI alimenta su sistema de distribución en el occidente de la Provincia de Panamá a través de circuitos de distribución de 34.5 KV provenientes de la subestación Chorrera. Esta subestación cuenta con dos (2) transformadores de 230/115/34.5 KV con capacidad cada uno de 30/40/50/56 MVA, de acuerdo a sus distintas capacidades de enfriamiento,

OA/FA/FOA/FOA2. El patio de 115 KV de esta subestación no se encuentra desarrollado hasta el momento.

La demanda en la subestación Chorrera ha tenido un máximo coincidente con el sistema, durante el año 2005 de 72.5 MW, pero hay que tomar en cuenta que la demanda máxima de esta subestación se da en horas de la noche, aproximadamente a las 8:00 pm, con un valor máximo en el 2005 de 85 MW. Si tomamos en cuenta un factor de potencia de 0.97, este máximo sería aproximadamente de 87.6 MVA. Como podemos observar, ya en el años 2005 los transformadores de la subestación Chorrera se encuentran cargados a un 87.6% de capacidad FOA. Considerando un crecimiento estimado de 4% anual, para el año 2008 la demanda máxima de la subestación Chorrera llegaría a aproximadamente 99 MVA, llevando los transformadores a prácticamente el 100% de su capacidad.

La solución óptima para este problema, de acuerdo a lo planteado en el Plan de Expansión del 2006, consiste en construir una nueva subestación en el área de Las Guías, la cual seccionaría uno de los circuitos Llano Sánchez – Chorrera. Esta nueva subestación tomaría una carga máxima inicial de aproximadamente 31 MVA, 24 MVA de la S/E Chorrera y 7 MVA de la S/E Llano Sánchez, descargando así estas dos subestaciones. El costo total de esta alternativa sería de B/. 3,399,711.

#### **16.4 Subestación Colectora Chiriquí Viejo 230 KV**

En la cuenca del Río Chiriquí Viejo existen varios proyectos hidroeléctricos, alguno de los cuales aparecen en el Plan de Expansión Indicativo de Generación, tales como El Alto (60 MW), Pando (32 MW) y Monte Lirio (52). Además de estos proyectos y Bajo de Mina (54 MW), existe un potencial en esta área de aproximadamente 175 MW adicionales, lo cual se muestra en la tabla a continuación:

Proyecto	Capacidad MW
Burica	50
Bajo Frio	24
Baitun	70
Las Vueltas	4
San Andres	3.6
La Fe	3.4
Renacimiento	3.8
Bajo de Mina	54
El Alto	60
Terra 3	1
Monte Lirio	52
Pando	32
Terra 2	2
Candela	1.2
Bajo de Totuma	3.4
Terra 4	4.5
Paso Ancho	5
<b>TOTAL</b>	<b>373.9</b>

Para poder desarrollar estos proyectos será necesario construir una subestación colectora en esta área, Subestación Chiriquí Viejo 230 KV, para que estos proyectos se conecten a esta subestación y de allí una línea de transmisión de 230 KV hacia la subestación Concepción 230 KV, de aproximadamente 30 Km de longitud, doble circuito. Esta subestación y línea de transmisión deberá ser desarrollada por los promotores de los proyectos hidroeléctricos que se conecten a ella.

### 16.5 Subestación Chan75 230 KV

La empresa AES Panamá desarrollará el proyecto hidroeléctrico Changuinola 75, con capacidad de 223 MW, el cual debe entrar en operación a mediados del año 2010. Para la conexión de éste proyecto, la empresa AES Panamá ha propuesto seccionar la línea Changuinola – Fortuna 230 KV, que construye ETESA, aproximadamente a 20 km. de la Subestación Changuinola y extender esta línea aproximadamente 7 km hasta el sitio de la central.

De esta forma quedaría una línea Fortuna – Chan75 – Changuinola de 230 KV. La subestación Chan75 230 KV tendría configuración de interruptor y medio y la disponibilidad para que en un futuro pueda ser ampliada cuando sea necesaria la adición del segundo circuito en la línea de transmisión proveniente desde la subestación Fortuna y para la conexión de los demás proyectos hidroeléctricos de la cuenca del Río Changuinola, tales como Chan140 y Chan220. Este proyecto es

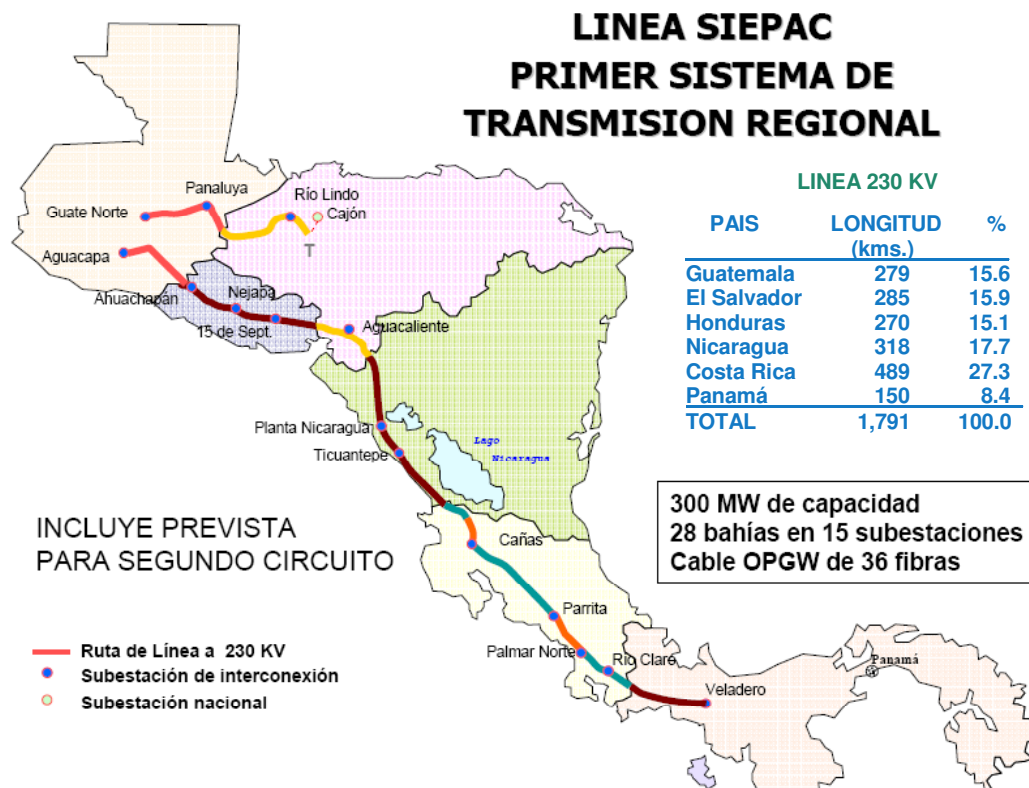
considerado como conexión, pero el patio de 230 KV de esta subestación será propiedad de ETESA.

## 16.6 Proyecto SIEPAC

### Introducción

El proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico mayorista en América Central denominado Mercado Eléctrico Regional (MER) y sus organismos regionales CRIE y EOR y en el desarrollo del primer sistema de transmisión regional denominado Línea SIEPAC.

La infraestructura de transmisión del Proyecto SIEPAC está siendo ejecutada por la Empresa Propietaria de la Red S.A. (EPR), empresa constituida en la República de Panamá, cuyos socios actuales son las empresas eléctricas de la región responsables de la transmisión nacional y las empresas ENDESA de España e ISA de Colombia, por partes iguales.



## Estado de Avance del Proyecto

El 11 de julio del 2006 en Panamá se dio la Orden de Proceder requerida para el inicio de la etapa de construcción de la línea de transmisión del proyecto SIEPAC. La adjudicación correspondiente de los contratos de ejecución llave en mano de las obras fue efectuada por la Junta Directiva de la EPR el 18 de mayo del 2006, en Nicaragua, por los montos que se indican, de acuerdo al siguiente detalle:

<b>NUMERO DE LOTE PAÍSES</b>	<b>ADJUDICATARIO</b>	<b>MILLONES US\$</b>
Lote 1. Guatemala, El Salvador y Honduras	TECHINT S.A. de C.V.	108
Lote 2. Nicaragua, Costa Rica y Panamá	ABENGOA-INABENSA	115

Los contratos correspondientes fueron suscritos por la EPR el 26 de julio del 2006 y las ordenes de inicio a los contratistas fueron emitidas el 24 de octubre del 2006. El estado de negociación de las servidumbres refleja un avance de un 89% en todo el proyecto. A continuación se presenta un resumen de los kilómetros negociados en cada país.

<b>País</b>	<b>Longitud total en Km</b>	<b>Kilómetros Negociados</b>	<b>% Longitud Negociada</b>
Guatemala	279	202	72
El Salvador	285	264	93
Honduras	270	240	89
Nicaragua	318	292	92
Costa Rica	489	446	91
Panamá	150	146	97
<b>Total</b>	<b>1791</b>	<b>1590</b>	<b>89</b>

Las ordenes de proceder son emitidas por tramo, al poseer la EPR al menos el 90% de los derechos de paso debidamente negociados con los propietarios de cada tramo. A la fecha han sido emitidas las ordenes de proceder al contratista del Lote 2 (Nicaragua, Costa Rica y Panamá). Para el Lote 1 (Guatemala, El Salvador, Honduras), las ordenes de proceder serán emitidas por tramos entre mayo y julio del 2007.



Los levantamientos topográficos de la línea se han iniciado en los tramos correspondientes a Panamá y Nicaragua, inclusive en este último país se inició el proceso de construcción de las primeras fundaciones.

Con relación a los procesos de licitación de las bahías de acceso (subestaciones) y la compensación reactiva, se tiene contemplado la adjudicación de estas licitaciones para abril y septiembre del 2007, respectivamente.

De acuerdo al programa de ejecución de las obras se tiene estimado la finalización de las mismas y entrada en operación del proyecto para el mes de junio del 2009.

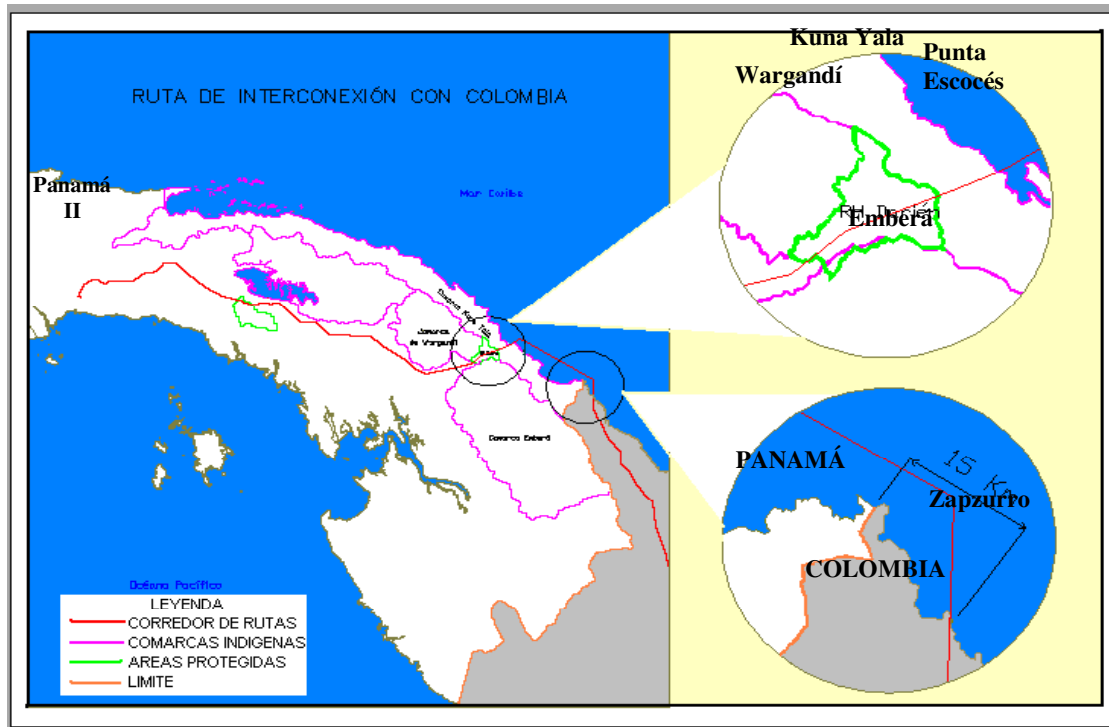
## **16.7 Proyecto de Interconexión Eléctrica Panamá – Colombia**

### **Descripción Técnica**

El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión en corriente directa de aproximadamente 614 Kilómetros de longitud entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá II en Panamá, incluyendo un tramo submarino de 55 Kilómetros, a un voltaje entre 250 y 400 KV y con una capacidad de intercambio de Colombia hacia Panamá de 300 MW y de 200 MW en sentido opuesto.

A partir de los resultados del estudio de Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) elaborado para ambos países, se ha definido un corredor de ruta para la interconexión, en el cual el tramo que corresponde a Colombia se encuentra ya aprobado por las autoridades ambientales (con una variación propuesta en la llegada a la frontera para considerar la conexión con cable submarino, saliendo cerca de Acandí, para entrar a Panamá por ese medio). En Panamá se ha propuesto continuar en cable submarino hasta Punta Escocés (aproximadamente 40 km), localizada en jurisdicción de la Comarca Kuna Yala, continuando vía aérea hasta Tubualá, y retomando un corredor terrestre, por la vía que desde Metetí conduce hasta la Subestación Panamá II. El cruce de frontera mediante cable submarino supone beneficios en términos ambientales y sociales, minimizando el impacto en la Comarca Kuna Yala, y la Serranía del Darién, base del Corredor Ambiental Mesoamericano.

La longitud aproximada de la alternativa propuesta es de 614 km. De esta longitud, 340 km corresponden al paso por territorio colombiano y los restantes 274 km al paso por territorio panameño. Para este corredor se estima un tramo submarino total cercano a los 55 km (15 km en Colombia y 40 km en Panamá).



Corredor de ruta propuesto (Colombia y Panamá)

**Características: longitud total**

A continuación se presenta la información detallada de la longitud de la línea de interconexión, de acuerdo con el trazado propuesto.

	Colombia	Panamá	Total
Aéreo (km)	325	234	559
Submarino (km)	15	40	55
Total (km)	340	274	614

**Características: costo preliminar (estimado)**

En la siguiente tabla se presenta el costo total de inversión del proyecto teniendo como referencia los costos unitarios de inversión y los costos de mitigación empleados en el estudio del DAA.

Valores en Miles USD	Línea / Cable	Ambiental	Estaciones HVDC	Total
----------------------	---------------	-----------	-----------------	-------

	Aérea	Submarina			
Colombia	38,025	11,400	4,976	41,812	96,213
Panamá	27,360	30,400	11,414	41,812	110,986
Total	65,385	41,800	16,390	83,623	207,198

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

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

El costo estimado es de 207 millones de dólares, incluyendo las ampliaciones a las subestaciones Cerromatoso y Panamá II.

### **Situación Actual**

Con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y aportes de las empresas ISA y ETESA se procede a la realización de los estudios técnicos, ambientales, económicos, financieros y regulatorios necesarios para desarrollar el proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia. Los estudios son los siguientes:

1. Evaluación Económica y Financiera
2. Ingeniería Básica y Prediseños
3. Estudio de Impacto Ambiental y Social
4. Panel de Expertos para el Estudio de Impacto Ambiental Social
5. Fotogrametría
6. Estudio de Armonización Regulatoria (por parte de los reguladores de ambos países)

Los mismos serán ejecutados durante los años 2007 y primer semestre del 2008 para la toma de decisiones en cuanto a la ejecución del proyecto de interconexión.

# Capítulo 17: Plan de Expansión de Transmisión Estratégico

En el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2006, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la Resolución AN No. 372-Elec, se incluyó el aprovechamiento de fuentes renovables ubicadas en las cuencas de los Ríos Chiriquí Viejo, Piedra y Chiriquí, por medio de los proyectos estratégicos de las subestaciones Concepción 230/34.5 KV y Ampliación de la Subestación Caldera 115/34.5 KV, con el propósito de recoger la generación de proyectos hidroeléctricos en dichas cuencas. El Estado proporcionará los fondos necesarios para la construcción de estos proyectos.

La Figura 17-1 muestra la ubicación de los distintos proyectos hidroeléctricos en estas cuencas, la ubicación de las subestaciones existentes de ETESA, Caldera, Mata de Nance y Progreso y las líneas de transmisión Mata de Nance – Progreso 230 KV y Mata de Nance – Caldera 115 KV.

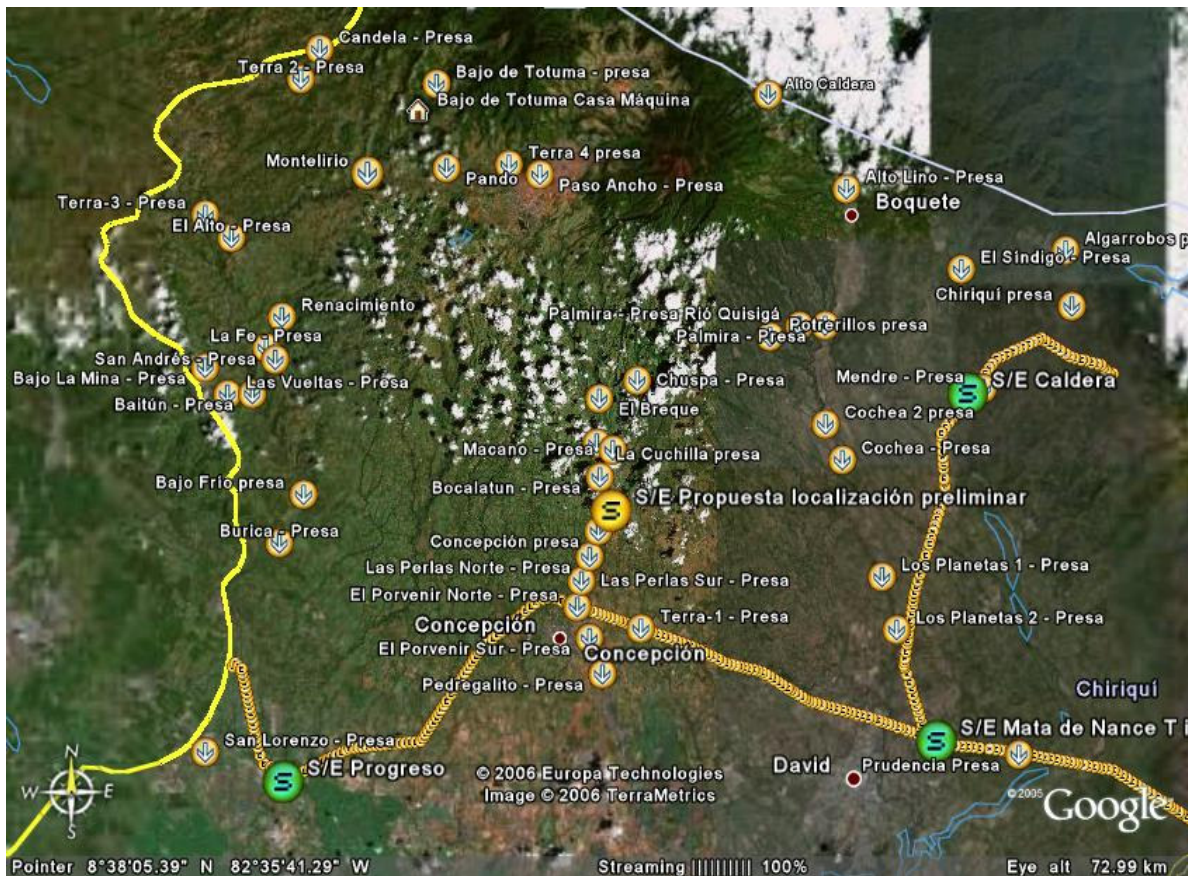


Figura 17-1

## 17.1 AMPLIACIÓN DE SUBESTACIÓN CALDERA 115/34.5 KV

### DESCRIPCION

En el Plan de Expansión Indicativo de Generación se contemplan varios proyectos hidroeléctricos ubicados muy cercanos a la subestación Caldera, los mismos se ubican hacia el Norte de la subestación. Los proyectos en mención con un potencial de 37 MW, son los siguientes:

- Mendre 1, con capacidad de 16.4 MW, ubicado a 2.5 Km
- El Síndigo, con capacidad de 10.0 MW ubicado a 9.0 Km
- Los Algarrobos con capacidad de 9.7 MW, ubicado a 12.0 Km

Adicionalmente, en el área de influencia de la Subestación Caldera, existe otro potencial hidroeléctrico inventariado por el orden de 36.0 MW, distribuidos entre varios proyectos con capacidades menores a 10 MW, los cuales a la fecha no han sido considerados en el Plan Indicativo de Generación, ya sea por su capacidad, por la etapa de desarrollo en que se encuentra cada proyecto, o por la no presentación de la data que le permita candidatizarse en el plan, como son:

- Chiriquí, con capacidad aproximada de 8 MW, a 10 Km
- Potrerillos, con capacidad de 4 MW, a 11 Km
- Cochea con capacidad de 6 MW, a 10 Km
- Cochea 2 con capacidad de 8 MW, a 10 Km
- Los Planetas con capacidad de 4mw, a 16 Km
- Los Planetas 2 con capacidad de 3.7 MW, a 17 Km

En la Figura 17-2 se presenta la ubicación de la subestación Mata de Nance, Caldera 115 KV, la línea de transmisión Mata de Nance - Caldera y la ubicación de los proyectos hidroeléctricos ubicados en las cercanías de esta subestación.



Figura 17-2

Algunos de estos proyectos no se pueden desarrollar por no tener acceso al sistema de distribución local, que les permitan evacuar la generación, en voltaje de 34.5 kV, tensión óptima para proyectos de esta capacidad. Por consiguiente, el desarrollo y aprovechamiento de estas fuentes de generación hidroeléctrica solo se puede realizar a través del acceso directo al Sistema Interconectado Nacional.

Para cumplir con este propósito se planteó en el PEST del 2006, la expansión de la subestación Caldera, por medio de la adición de un interruptor de 115 kV, para completar la segunda nave de la subestación, conectando allí un transformador reductor 115/34.5 kV, de 50 MVA y creando un patio de 34.5 kV por medio de la adición de una barra de sencilla de 34.5 kV, que permita la conexión sencilla de los proyectos baja mediana capacidad en ese voltaje. Con este transformador se garantizaría la capacidad para los primeros proyectos a conectarse, quedando un margen de reserva que permitiría la incorporación de los siguientes proyectos, uno o dos de ellos, dependiendo de su capacidad.

Por lo cual se considera esta ultima alternativa, denominada Ampliación de la Subestación Caldera 115/34.5 kV, como la Alternativa Base para la conexión a la

Red Nacional de Transmisión, de los proyectos hidroeléctricos de baja y mediana capacidad del área.

La Tabla 17-1 a continuación presenta el desglose de costos de este proyecto:

### ALTERNATIVA BASE TABLA DE COSTOS

ADICIÓN S/E CALDERA 115/34.5 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	1	74,904	74,904
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	1	9,719	9,719
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	2	8,366	16,732
25	Transformador de Potencia 115/34.5 kV y 50 MVA	1	836,000	836,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5975 MVA , 34.5 kV	1	47,250	47,250
30	Interruptores 34.5 KV	1	23,100	23,100
33	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	1	5,460	5,460
<b>SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO</b>				<b>1,013,165</b>
<b>SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN</b>				<b>129,915</b>
			% Sobre Ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
38	Sistema de puesta a tierra	lote	2.42	3,139
39	Servicios auxiliares	lote	10.57	13,735
40	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	25.25	32,808
41	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	47.46	61,661
42	Equipo de Comunicaciones	lote	32.92	42,764
43	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	12.99	16,877
<b>SUB TOTAL SUMINISTRO</b>				<b>1,184,150</b>
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.03	71,433
46	Obras Civiles Generales	lote	23.85	282,453
<b>TOTAL COSTO BASE</b>				<b>1,538,036</b>
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	76,902
48	Diseño		3.00	46,141
49	Ingeniería		4.00	61,521
50	Administración		4.00	61,521
51	Inspección		3.00	46,141
52	IDC		6.00	92,282
53	EIA		0.19	2,922
54	Terrenos			20,000
<b>COSTO TOTAL</b>				<b>1,945,467</b>

Tabla 17-1

Sobre la base de la justificación económica planteada en el PEST 2006 , se considera que la mejor opción que se le presenta a ETESA, para vincular los proyectos mencionados a la red es la Ampliación de la Subestación Caldera, con el esquema de barra sencilla en 34.5 kV y un transformador de 115/34.5 kV, 50 MVA.

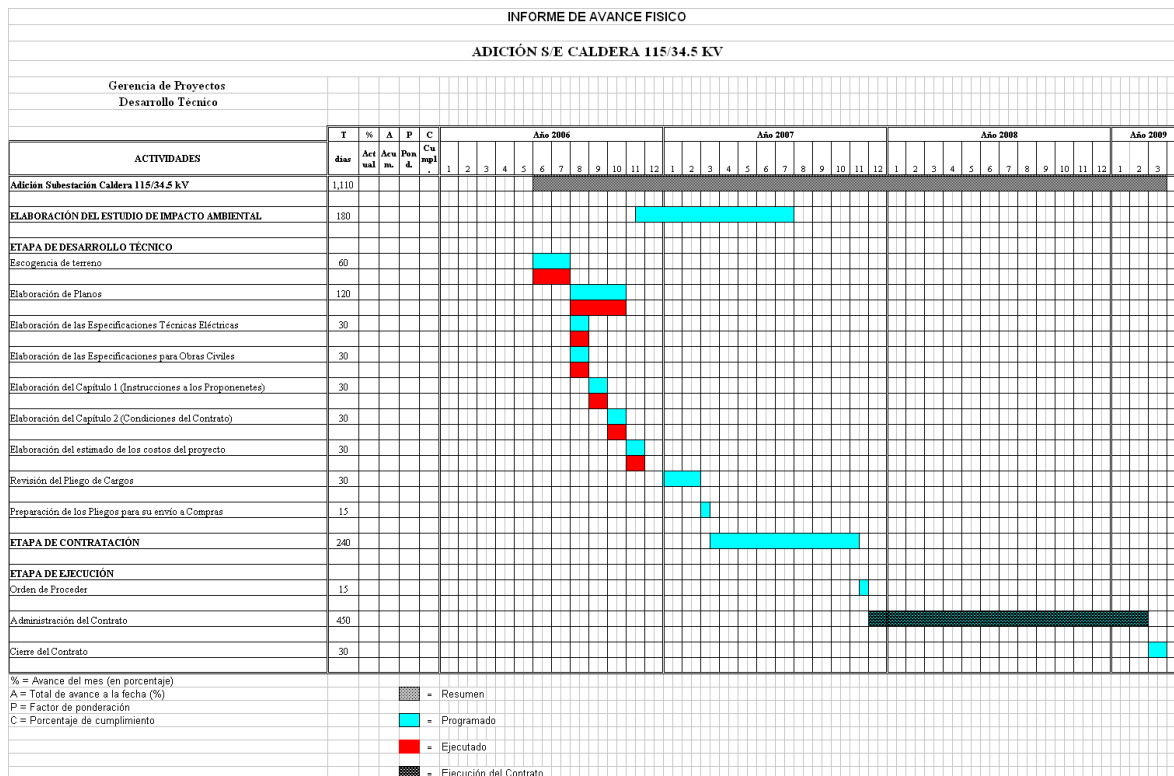
La necesidad de incorporar el potencial hidroeléctrico de más de 70 MW, al desarrollo nacional se fundamenta a su vez en los resultados de la justificación social del proyecto, dado que se ha demostrado que asignar recursos para la realización del proyecto de ampliación de la subestación Caldera, se traduce en la entrada de beneficios mayores a la economía nacional, que los recursos asignados para su realización.

Por lo expuesto anteriormente, se recomendó la entrada en operación de la Ampliación de la S/E Caldera en el 2009.

Inicio del Proyecto: enero de 2007  
 Inicio de Operación: marzo de 2009  
 Inversión total de ETESA: B/. 1,945.467

En la Figura 17-3 se presenta el cronograma de ejecución de este proyecto:

Figura 17-3



## 17.2 SUBESTACIÓN CONCEPCIÓN 230/34.5 KV

### DESCRIPCION

En el área de Concepción, Provincia de Chiriquí, Distrito de Boquerón existen una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos de pequeña y mediana capacidad, los cuales totalizan 99 MW. La Tabla 17-2 a continuación, lista los proyectos en esta área:



Proyecto	Capacidad (MW)
Chuspa	6.6
El Bregue	2.7
Macano	5.8
La Cuchilla	9.7
Bocalatún	12.0
Concepción	10.0
Perlas Norte	10.0
Perlas Sur	10.0
Porvenir Norte	4.0
Porvenir Sur	6.4
Terra 1	2.0
Pedregalito	20.0
<b>TOTAL</b>	<b>99.2</b>

Tabla 17-2

Recientemente se han recibido notas de los desarrollistas de los proyectos de Las Perlas Norte, Las Perlas Sur, El Porvenir Norte, Pedregalito y Macano, investigando por las facilidades de conexión a la red de transmisión, todos los cuales suman 49.8 MW.<sup>42</sup>

La Figura 17-3 muestra la ubicación de estos proyectos y el recorrido de la línea 230-9, Mata de Nance – Progreso 230 KV:

<sup>42</sup> Todas estas notas se recibieron en a finales del mes de abril del presenta año

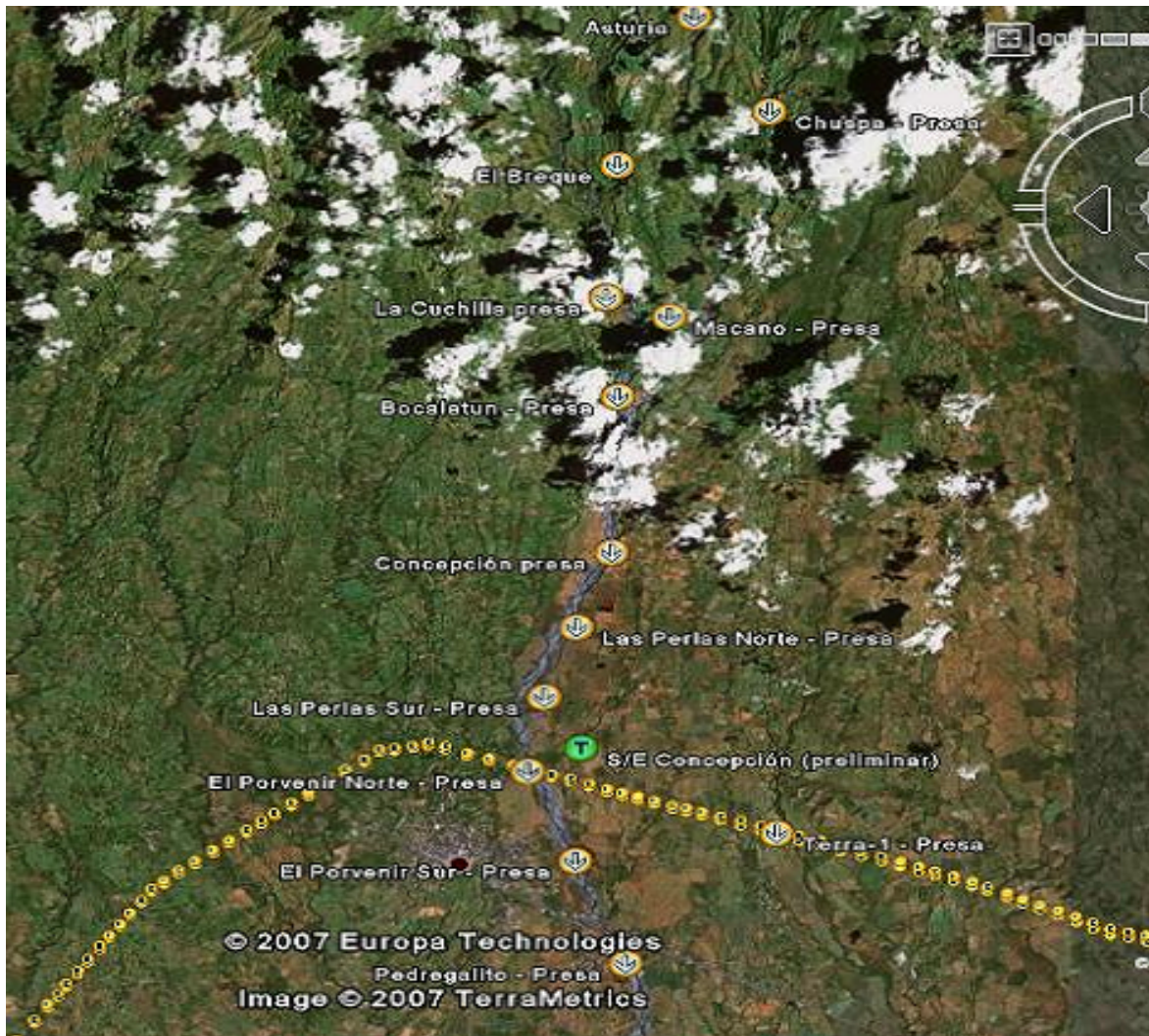


Figura 17-3

Este proyecto contempla la construcción de aproximadamente 10 km de línea de 230 KV, circuito sencillo, para seccionar la línea 230-9 Mata de Nance – Progreso y llegar hasta la ubicación de la S/E Concepción, con un costo de B/. 1, 115,000. La Tabla 16-3 muestra el desglose de este costo. Se estima que la nueva S/E Concepción estará ubicada a no más de 5 km al norte de la actual Línea 230-9 Mata de Nance – Progreso. La subestación seccionadora 230/34.5 kV, se realizara en un esquema de anillo (una nave con tres interruptores, para la conexión de las líneas y una nave con dos cuchillas para la conexión del transformador). Las Tablas 17-3 y 17-4 muestran el detalle de este costo. La capacidad del transformador se ha considerado de 70 MVA. El costo total de esta subestación es de aproximadamente B/. 3, 950,560. El seccionamiento de la línea y la S/E tienen un costo total de B/. 5, 065,560.

**TABLA DE COSTOS**  
**LINEA DE TRANSMISION DE 230 kV**  
**CIRCUITO SENCILLO**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 750 ACAR (miles de B/.)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	10.00		3.22	0.00	32.21	32.21
2. Conductores y accesorios	10.00		16.61	0.00	166.09	166.09
3. Hilo de Guarda y accesorios	10.00		1.08	0.00	10.78	10.78
4. OPGW y accesorios	10.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	10.00		2.86	0.00	28.61	28.61
5. Torres y accesorios	10.00		24.85	0.00	248.54	248.54
<b>Sub-Total Materiales</b>				<b>0.00</b>	<b>486.24</b>	<b>486.24</b>
6. Fundaciones	10.00	0.18		87.81		87.81
7. Derecho de vía	10.00	0.01		4.62		4.62
8. Montaje	10.00	0.30		144.41		144.41
<b>Total Costo Base</b>				<b>236.83</b>	<b>486.24</b>	<b>723.07</b>
9. Contingencias	0.10			23.68	48.62	72.31
10. Ingeniería y Administración	0.08			57.85		57.85
11. EIA B/. * kM	2.50			25.00		25.00
12. Diseño	0.03			21.69		21.69
13. Inspección	0.03			21.69		21.69
14. Indemnización B/. * kM	15.00			150.00		150.00
15. IDC	0.06			43.38		43.38
<b>COSTO TOTAL</b>				<b>580.13</b>	<b>534.86</b>	<b>1,115.00</b>

Tabla 17-3

## TABLA DE COSTOS S/E CONCEPCIÓN 230 KV ANILLO

S/E CONCEPCION 230 KV Anillo				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	3	131,397	394,190
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	2	16,700	33,401
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	8	12,003	96,021
16	Pararrayos 192 KV	6	3,452	20,714
20	PT 230 KV	6	5,911	35,465
24	Transformador de Potencia 230/34.5 kV y 70 MVA	1	961,000	961,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5975 MVA , 34.5 kV	1	47,250	47,250
30	Interruptores 34.5 KV	1	23,100	23,100
33	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	1	5,460	5,460
	<b>SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO</b>			<b>1,616,600</b>
	<b>SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN</b>			<b>608,350</b>
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
38	Sistema de puesta a tierra	lote	2.42	14,699
39	Servicios auxiliares	lote	10.57	64,319
40	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	25.25	153,632
41	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	47.46	288,741
42	Equipo de Comunicaciones	lote	32.92	200,250
43	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	12.99	79,029
	<b>SUB TOTAL SUMINISTRO</b>			<b>2,417,269</b>
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.03	145,820
46	Obras Civiles Generales	lote	23.85	576,587
	<b>TOTAL COSTO BASE</b>			<b>3,139,676</b>
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	156,984
48	Diseño		3.00	94,190
49	Ingeniería		4.00	125,587
50	Administración		4.00	125,587
51	Inspección		3.00	94,190
52	IDC		6.00	188,381
53	EIA		0.19	5,965
54	Terrenos			20,000
	<b>COSTO TOTAL</b>			<b>3,950,560</b>

Tabla 17-4

Sobre la base de la justificación económica, planteada en el PEST 2006 se considera que la mejor opción que se le presenta a ETESA, para vincular los proyectos hidroeléctricos mencionados a la red es la construcción de una nueva subestación seccionadora en las cercanías de la población de Concepción.

La necesidad de incorporar el potencial hidroeléctrico de aproximadamente 99 MW a la red nacional por medio de una nueva S/E Concepción, en una primera etapa y con el fin de minimizar los costos de expansión al sistema, se vinculara esta a la futura S/E colectora de Chiriquí Viejo con un potencial hidroeléctrico en desarrollo que fluctúa entre 145 y 260 MW, se recomienda desarrollar esta Subestación en un esquema de Anillo.

Línea:

Inicio del Proyecto: enero de 2007

Inicio de Operación: octubre de 2009

Inversión: B/. 1, 115,000

Subestación:

Inicio del Proyecto: enero de 2007

Inicio de Operación: octubre de 2009

Inversión: B/. 3, 950,56

A continuación la Figura 17-4 presenta el cronograma de ejecución de este proyecto.

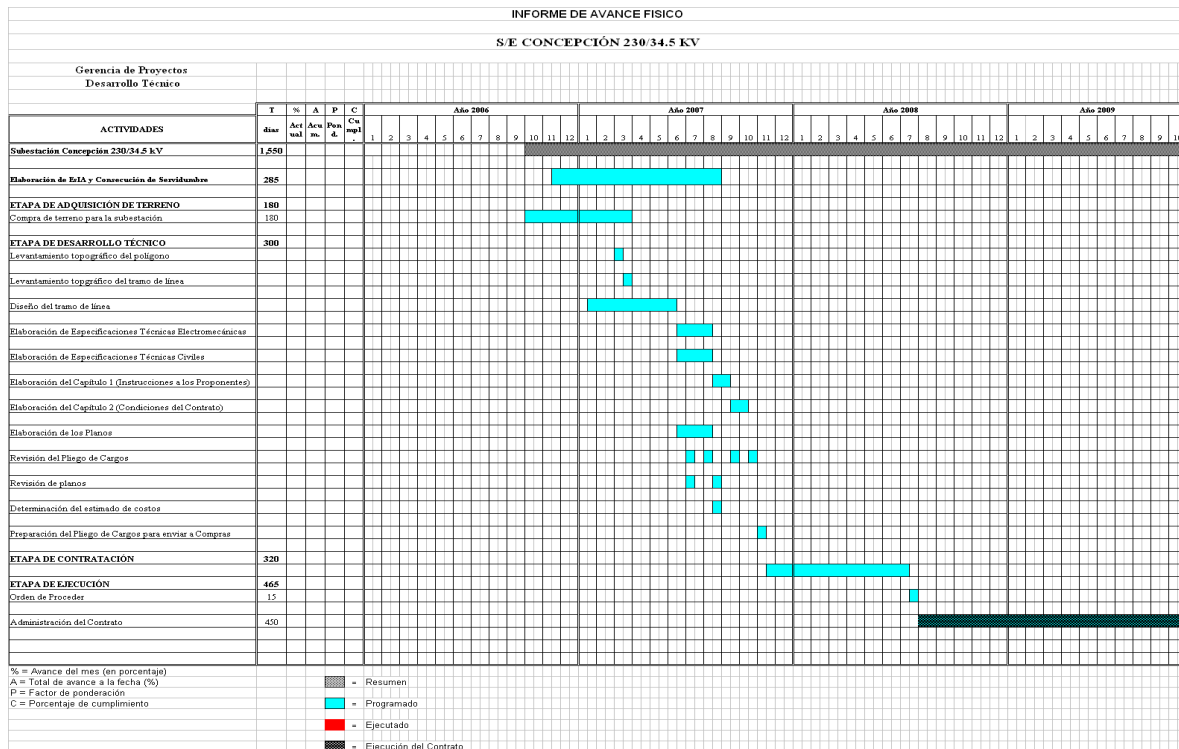


Figura 17-4

## Capítulo 18: Impacto Tarifario

De acuerdo al literal j), numeral (vi), del Art. 73 y literal k) del Art. 74 del Reglamento de Transmisión, en esta sección se presenta el **impacto tarifario** de las inversiones propuestas en el Plan de Expansión de Corto Plazo. Este impacto se mide por la evolución de cargos por proyecto y total del plan propuesto.

### 18.1 TIPOS DE IMPACTO.

La afectación de los cargos de transmisión por la ejecución de un proyecto de inversión depende de dos factores fijados en Reglamento de Transmisión:

- a) La clasificación de los activos que surgen de la inversión, según las características de uso de las instalaciones.
- b) Las metodologías de cálculos de cargos, las cuales limitan las asignaciones de costos.

De acuerdo a las definiciones contenidas en el Art. 6 del Reglamento de Transmisión, las inversiones presentadas en el Plan de Expansión pueden ser clasificadas en:

- **Activos de Conexión:** comprende las instalaciones (líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares) necesarias para materializar la vinculación eléctrica de un usuario, con del Sistema Principal de Transmisión.
- **Activos del Sistema Principal de Transmisión:** comprende las instalaciones (líneas de transmisión de alta tensión, equipamiento de subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica) utilizadas, en operación normal, por dos o más agentes del mercado. Para efectos de esta clasificación de activos se excluyen los Usuarios Indirectos.

A continuación se presenta los impactos posibles sobre los cargos de transmisión, según las características de los proyectos y las metodologías de cálculo de cargos:

- **Impacto sobre Cargos de Conexión:** Los proyectos asociados a la incorporación a la red de transmisión, de un agente en forma exclusiva, clasifican como instalación de conexión, por consiguiente, aplican sólo para cargos por conexión.
- **Impacto en zonas de Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT):** Los proyectos de expansión de líneas de transmisión (adicional o nueva), clasificados como parte del Sistema Principal de Transmisión, tienen la capacidad de cambiar la topología de la red y modificar los flujos de energía eléctrica. De acuerdo a la metodología de cálculo de los CUSPT, este cambio modifica la matriz de factores de transferencia de

potencia (matriz  $\beta$ ), mediante la cual se cuantifica la intensidad de uso de las instalaciones, lo cual es determinante para lograr impactos diferenciales sobre los CUSPT.

- **Impacto homogéneo sobre CUSPT:** Los proyectos de inversión clasificados como parte del SPT, que incrementan el Ingreso Permitido, sin producir cambios topológicos que puedan modelarse en la “matriz  $\beta$ ”, tienen impacto uniforme sobre los CUSPT de las diferentes zonas tarifarias. En este grupo se clasifican los proyectos de reposición y mejoras a subestaciones y líneas existentes, adición y expansión de subestaciones y planta general (edificios, equipos, protección y comunicaciones, entre otros). En esta categoría clasifica toda inversión que no corresponda a línea de transmisión adicional.
- **Impacto nulo a corto plazo:** En este grupo se ubican los proyectos asociados a plantas de generación cubiertos por la Ley 45 de 2004. Esta Ley establece un régimen de incentivo para las plantas de generación hidroeléctrica y otras fuentes nuevas, renovables y limpias. De acuerdo a la Ley 45, las plantas de generación de fuentes renovables, con capacidad instalada igual o menor de 10 MW, no están sujetas a ningún cargo de transmisión. Esta exoneración también aplica a los primeros 10 MW, por los primeros 10 años, de las plantas de hasta a 20 MW. En ningún caso, estos costos pueden ser traspasados a los usuarios.

## 18.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE INGRESO PERMITIDO PARA EL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.

Para calcular la evolución de los cargos de transmisión, se estima el **Ingreso Permitido del Sistema Principal de Transmisión (IPSPT)**, mediante el modelo de Ingreso Máximo Permitido 2005-2009, suministrado por el Regulador, según la Resolución JD-5393 de 4/jul/2005. Dicho modelo se modificó, para simplificarlo, excluyendo hojas no pertinentes a los cálculos de cargos por uso y conexión; para agilizar cálculos y evitar errores, sistematizando procedimientos de lectura de datos; para agregar información de los nuevos proyectos de inversión y años en el horizonte de análisis y obtener resultados comparativos, adicionándole las respectivas hojas.

## 18.3 INVERSIONES CORTO PLAZO-SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.

A continuación, se listan los nuevos proyectos considerados en el Plan de Expansión, del Sistema Principal de Transmisión, a realizarse durante el corto plazo (2007-2010), en orden de fecha de inicio de operación comercial:

**PROYECTOS NUEVOS DE INVERSIÓN**  
**CORTO PLAZO (2007-2010)**  
**(Miles de Balboas)**

#	PROYECTO	FECHA DE INICIO DE OPERACIÓN	IMPORTE
1	ADQUISICIÓN EQUIPO MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES	25/03/2010	497
	<b>TOTAL</b>		<b>487</b>

La totalidad de los proyectos no modifican la topología de la red, por consiguiente su impacto es homogéneo, para todas las zonas de los CUSPT .

**18.4 INGRESO REGULADO, SEGÚN INVERSIONES DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN- BASE, DE CORTO PLAZO.**

A continuación, se presentan las diferentes series de Ingreso Permitido para el Sistema Principal de Transmisión (IPSPT), correspondiente a los años calendario del horizonte de corto Plazo, con la inclusión de cada proyecto de expansión de transmisión, en miles de Balboas.

	Año Calendario	2006	2007	2008	2009	2010	Total
1	Monitoreo en línea de transformadores	37,449	39,474	38,755	37,784	33,876	190,333

Para verificar el impacto tarifario de los nuevos proyectos, el IMP de referencia corresponde al IMP aprobado en Tarifas, para el periodo 2005-2009, más el ingreso correspondiente a los proyectos aprobados en el plan de expansión del año anterior, en este caso el Plan 2006-2020.

Dado que los CUSPT se calculan con base en series de **años tarifarios**, en el siguiente cuadro se presentan las respectivas series, en miles de Balboas.

	Año Tarifario	Año 2	Año 3	Año 4	Año 1 - PT4	Total
1	Monitoreo en línea de transformadores	38,462	39,115	38,270	37.330	153,176

A partir de estas series de ingresos por año tarifario, se calcula la variación del ingreso asociado a cada proyecto y del total de inversiones de corto plazo, respecto al ingreso de referencia, en miles de Balboas.

	Diferencias Año Tarifario	Año 2	Año 3	Año 4	Año 1 - PT4	Total
1	Monitoreo en línea de transformadores	0.00	0.00	0.00	22.67	22.67



En el siguiente cuadro se presentan, las variaciones porcentuales por año tarifario. En general, el incremento de ingreso ocasionados por cada proyecto individualmente, es inferior al 0.07%, respecto al Ingreso de Referencia.

	Variaciones Porcentuales por Año Tarifario	Año 2	Año 3	Año 4	Año 1 - PT4	Total
1	Monitoreo en línea de transformadores	0.00%	0.00%	0.00%	0.06%	0.01%

Para el corto plazo, el impacto global (de todos los proyectos juntos), en el mayor de los casos, se produce en el primer año, del próximo periodo tarifario (Cuarto Periodo), siendo de 0.29% respecto al Ingreso IPSPT estimado, para dicho año.

El bajo impacto de las inversiones obedece a la magnitud de las inversiones, las cuales en su mayoría corresponde a inversiones de reemplazo, .

### **18.5 IMPACTO TARIFARIO DE LOS PROYECTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PRINCIPAL - BÁSE.**

Dada la metodología de cálculo de los CUSPT, el impacto de los proyectos de expansión de transmisión – base, de corto plazo, es directamente proporcional al impacto que los mismos tienen sobre el Ingreso Permitido para el Sistema Principal de Transmisión (IPSPT), aprobado por año tarifario. A su vez, dadas las características de los proyectos y el modelo de cálculo, el impacto es homogéneo para todos los CUSPT de las diferentes zonas, en términos porcentuales.

A continuación se presentan la evolución de los CUSPT, con la inclusión de las inversiones de corto plazo.

	Año Tarifario	Año 2	Año 3	Año 4	Año 1 - PT4	Total
1	Monitoreo en línea de transformadores	38,462	39,115	38,270	37,330	153,178

	CUSPT ACTUALES		CUSPT CON PROYECTOS DEL PESIN 2007		VARIACIÓN (%)	
<b>Año 1</b>	1-Jul-05 a 30-Jun-06		1-Jul-05 a 30-Jun-06		1-Jul-05 a 30-Jun-06	
	GEN	DEM	GEN	DEM	GEN	DEM
Zona 1	27.91	-35.63	27.91	-35.63	0.0%	0.0%
Zona 2	48.18	0.71	48.18	0.71	0.0%	0.0%
Zona 3	51.49	3.35	51.49	3.35	0.0%	0.0%
Zona 4	25.65	-20.51	25.65	-20.51	0.0%	0.0%
Zona 5	10.55	3.64	10.55	3.64	0.0%	0.0%
Zona 6	-0.16	6.19	-0.16	6.19	0.0%	0.0%
Zona 7	-4.17	16.33	-4.17	16.33	0.0%	0.0%
Zona 8	0.59	1.08	0.59	1.08	0.0%	0.0%
Zona 9	-0.93	11.85	-0.93	11.85	0.0%	0.0%
Zona 10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0%	0.0%
<b>Año 2</b>	1-Jul-06 a 30-Jun-07		1-Jul-06 a 30-Jun-07		1-Jul-06 a 30-Jun-07	
	GEN	DEM	GEN	DEM	GEN	DEM
Zona 1	29.25	-36.11	29.25	-36.11	0.0%	0.0%
Zona 2	55.98	1.47	55.98	1.47	0.0%	0.0%
Zona 3	53.46	4.26	53.46	4.26	0.0%	0.0%
Zona 4	26.92	-20.39	26.92	-20.39	0.0%	0.0%
Zona 5	11.21	4.48	11.21	4.48	0.0%	0.0%
Zona 6	-0.57	7.10	-0.57	7.10	0.0%	0.0%
Zona 7	-5.27	17.32	-5.27	17.32	0.0%	0.0%
Zona 8	0.06	1.76	0.06	1.76	0.0%	0.0%
Zona 9	-1.89	11.79	-1.89	11.79	0.0%	0.0%
Zona 10	36.56	0.98	36.56	0.98	0.0%	0.0%
<b>Año 3</b>	1-Jul-07 a 30-Jun-08		1-Jul-07 a 30-Jun-08		1-Jul-07 a 30-Jun-08	
	GEN	DEM	GEN	DEM	GEN	DEM
Zona 1	39.20	-35.73	39.52	-35.77	0.8%	0.1%
Zona 2	54.61	1.64	54.96	1.67	0.6%	2.0%
Zona 3	53.03	4.14	53.29	4.20	0.5%	1.4%
Zona 4	27.77	-20.13	28.02	-20.14	0.9%	0.0%
Zona 5	11.44	4.58	11.54	4.62	0.8%	0.8%
Zona 6	-0.69	7.16	-0.69	7.20	0.8%	0.6%
Zona 7	-5.54	16.73	-5.57	16.80	0.6%	0.4%
Zona 8	-0.09	1.96	-0.11	1.99	22.4%	1.8%
Zona 9	-1.63	9.79	-1.79	9.77	9.5%	-0.2%
Zona 10	37.50	1.14	37.84	1.17	0.0%	0.0%
<b>Año 4</b>	1-Jul-08 a 30-Jun-09		1-Jul-08 a 30-Jun-09		1-Jul-08 a 30-Jun-09	
	GEN	DEM	GEN	DEM	GEN	DEM
Zona 1	21.80	-34.09	22.06	-34.30	1.2%	0.6%
Zona 2	51.96	1.67	52.51	1.70	1.1%	2.0%
Zona 3	48.49	3.79	48.92	3.86	0.9%	1.6%
Zona 4	24.69	-19.25	25.00	-19.35	1.3%	0.5%
Zona 5	10.27	4.43	10.40	4.48	1.2%	1.1%
Zona 6	-1.77	6.85	-1.79	6.92	1.1%	1.0%
Zona 7	-5.45	15.98	-5.50	16.11	1.0%	0.8%
Zona 8	-0.14	1.93	-0.16	1.97	11.2%	1.9%
Zona 9	-2.18	8.43	-2.31	8.51	5.8%	0.9%
Zona 10	38.85	1.19	39.34	1.22	0.0%	0.0%
<b>Año 5</b>	1-Jul-09 a 30-Jun-10		1-Jul-09 a 30-Jun-10		1-Jul-09 a 30-Jun-10	
	GEN	DEM	GEN	DEM	GEN	DEM
Zona 1			22.75	-33.14		
Zona 2			49.10	1.64		
Zona 3			47.13	4.05		
Zona 4			23.23	-18.55		
Zona 5			9.30	4.33		
Zona 6			-1.02	6.71		
Zona 7			-5.34	15.70		
Zona 8			-0.12	1.82		
Zona 9			1.77	8.26		
Zona 10			25.24	1.15		

## Capítulo 19: Conclusiones

### CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- El sistema actual, año 2007, cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a los niveles de tensión tanto en condiciones de operación norma como en contingencia.

### CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

- En general, para los cinco escenarios analizados el sistema no presenta déficit de energía hasta el final del horizonte.
- Desde el punto de vista de transmisión el sistema tiene suficiente capacidad de transporte y para suplir sus requerimientos internos no requiere de refuerzos en líneas hasta antes del 2010.
- El sistema presenta un costo operativo adecuado dada su composición sin restricciones de transmisión. Lo que implica que los proyectos planteados en planes de expansión anteriores fueron bien definidos, ya que ofrecen una operación confiable, de mínimo costo y sin déficit esperado. El costo de la generación se afecta principalmente por los costos de combustibles y no por la falta de transmisión.
- El resultado indica que el margen de optimización del costo operativo del sistema logrado mediante refuerzos de transmisión sería muy bajo.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenarios 1 y 2, en los cuáles aparecen los generadores Mendre, Pedregalito, Changuinola 75, El Sindigo, Bonyic, Gualaca, Bajo de Mina, Lorena, Pando, El Alto, Prudencia y Monte Lirio, se recomienda reforzar la transmisión entre Veladero - Llano Sánchez con un nuevo circuito, además de un nuevo circuito entre Concepción – Mata de Nance. Los beneficios logrados por éste refuerzo son muy sensibles a la composición de la generación, siendo que en caso de no darse el desarrollo de estos proyectos la relación Beneficio-Costo se vería afectada.
- En todos los casos analizados la generación propuesta permite el adecuado abastecimiento de la demanda en el período 2007-2016.
- En general, para todos los escenarios el costo marginal del sistema inicia con un valor promedio de 127 USD/MW-h, el cuál se reduce y al final del período llega al rango entre 40 y 70 USD/MWh.
- Los refuerzos de transmisión complementarios al quinto circuito Veladero-Llano Sánchez a 230 KV a partir del año 2016, que no se plantean en la evaluación de beneficios sino que aparecen como necesidad de refuerzo identificado por el análisis eléctrico de largo plazo, son refuerzos que deberán seguirse analizando en planes de expansión futuros y no se deben tomar como recomendación explícita de éste plan de expansión.
- Debido al aumento de capacidad en el área de Colón por la instalación de centrales térmicas, se requiera el refuerzo el sistema de transmisión Colón – Panamá II.

## Capítulo 20: Recomendaciones

### Año 2008:

- Se recomienda terminar la construcción de la línea de transmisión Fortuna – Changuinola 230 KV y la Subestación Changuinola.
- Se recomienda implementar el refuerzo de la línea subterránea Panamá - Cáceres a 115 kV.

### Año 2011:

- Seguir analizando en el próximo plan de expansión el reforzar la línea Chan75 – Fortuna – Guasquitas instalando el segundo circuito de la misma, ya que, con el aumento de capacidad de la central Changuinola 75 de 158 MW a 223 MW además del Proyecto Hidroeléctrico Bonyic, con 30 MW en el área de Changuinola, esta línea estaría operando cerca de su límite térmico de carga.
- Reforzar el sistema de transmisión Colón – Panamá II mediante la construcción de un tramo de línea desde el Río Chagres – Panamá II 115 KV (construida en 230 KV y operada inicialmente en 115 KV) y un tramo de línea desde el Río Chagres – Cáceres 115 KV.

### Año 2016:

- Seguir analizando en futuros planes de expansión la conveniencia de implementar el refuerzo del sistema de transmisión Llano Sánchez - Chorrera – Panamá – Panamá II 230 KV, ya que es un proyecto que trae beneficios económicos importantes para el sistema además de ofrecer una solución técnica que da soporte y seguridad al área occidental del sistema Panameño.
- Seguir analizando la segunda línea Concepción – Mata de Nance, ya que de darse el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos en el occidente del país, en la cuenca de los ríos Chiriquí Viejo y Piedra, es necesario este circuito, de lo contrario la línea existente estaría operando en condiciones de sobrecarga.
- Seguir analizando el refuerzo de un quinto circuito Veladero – Llano Sánchez, ya que es un proyecto que tiene unos beneficios importantes para el sistema.

### PROYECTOS DE CARÁCTER GENERAL

En la Tabla 19-1 se resumen los proyectos propuestos en el plan de expansión 2007 –2016. Los proyectos recomendados en esta tabla son independientes de los proyectos de conexión de transmisión de las nuevas plantas de generación que entren al sistema.

En el Anexo 20 se presentan el plan de inversiones y las fichas de los proyectos propuestos. En la Tabla 20-1 a continuación se presenta el resumen de las inversiones necesarias en el sistema de transmisión, hasta el año 2016.

**Tabla 20-1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2007 – 2016**

<b>Equipo</b>	<b>Año</b>	<b>Costo Miles B/.</b>
Sistema de Transmisión a Bocas del Toro	2007	23,942
Segundo circuito 115 KV Panamá – Cáceres y ampliaciones	2007	2,126
Adición S/E Caldera 115/34.5 KV	2008	1,945
S/E Concepción 230 KV y líneas asociadas	2009	5,065
Sistema de Comunicaciones	2009	2,720
Sistema de Transmisión Colón – Panamá II	2011	14,000
Refuerzo Charginola75 – Fortuna - Guasquitas 230 KV	2011	6,334
Refuerzo Chorrera – Panamá – Panamá II 230 KV	2016	10,047
Refuerzo Concepción – Mata de Nance	2016	6,446
Refuerzo Veladero – Llano Sánchez 230 KV	2016	17,480
Banco de Capacitores 60 MVAR S/E Panamá II	2016	2,060