

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.



**PLAN DE EXPANSIÓN DEL
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
2008 – 2022**

GERENCIA DE PLANEAMIENTO

21 DE NOVIEMBRE DE 2008

PANAMÁ



de



de

CONTENIDO

TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS	10
Capítulo 1: Proyección de Demanda.....	10
1.1 INTRODUCCIÓN.....	10
1.2 SUMARIO.....	11
1.3 METODOLOGÍA Y ALCANCE.....	12
1.3.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	13
1.3.2 EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (Plan 2006-2020, 2007-2021).....	16
1.3.3 CAMBIOS EN EL MODELO ORIGINAL.....	19
1.3.4 CAMBIOS FUTUROS EN EVALUACIÓN	20
1.3.5 ALCANCE DE LAS PROYECCIONES.....	20
1.4 EVOLUCION RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR.....	21
1.4.1 INDICADORES SOCIOECONÓMICOS	22
1.4.2 INDICADORES ELÉCTRICOS.....	33
1.5 INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO.....	40
1.6 CURVAS TÍPICAS.....	41
1.7 PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS	45
1.7.1 ESCENARIO MEDIO O MODERADO.....	47
1.7.2 ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA.....	48
1.7.3 DESAGREGACIÓN POR BARRA.....	49
1.8 CONCLUSIONES	51
1.9 REFERENCIAS	51
Capítulo 2: Definición de Políticas y Criterios.....	53
Capítulo 3: Estándares Tecnológicos y Costos de Transmisión	81
3.1 INTRODUCCIÓN.....	81
3.2 CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES.....	81
3.2.1 Líneas de Transmisión	82
3.2.2 Subestaciones.....	85
3.3 COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN.....	90
3.3.1 Líneas	90
3.3.2 Subestaciones.....	93
Capítulo 4: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo.....	101
4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	101
4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	106
4.2.1 Análisis del Año 2008.....	107
4.2.3 Análisis del Año 2010.....	112
4.2.4 Análisis del Año 2011	115
4.3 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	118
4.4 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO	119
4.5 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA.....	120
Capítulo 5: Niveles de Confiabilidad.....	123
5.1 OBJETIVO	123



Handwritten signature or initials.



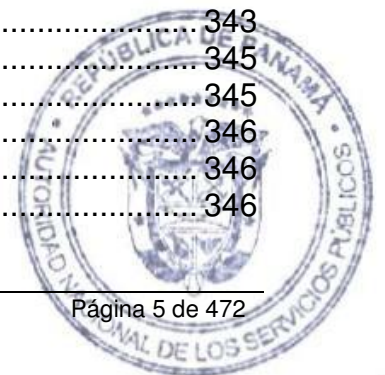
5.2 INFORMACIÓN UTILIZADA	123
5.3 METODOLOGÍA	123
5.4 RESULTADOS DE CONFIABILIDAD	133
5.5 CONCLUSIONES	140
TOMO II: PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN	141
Capítulo 1: Resumen Ejecutivo	141
Capítulo 2: Introducción	155
Capítulo 3: Criterios y Parámetros	156
Capítulo 4: Pronóstico de Demanda.....	158
Capítulo 5: Sistema de Generación Existente.....	162
5.1 SISTEMA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICO	163
5.2 SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO.....	164
5.3 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS	165
5.4 AUTOGENERADORES	166
5.5 RETIRO DE PLANTAS TÉRMICAS.....	167
Capítulo 6: Fuentes de Generación.....	168
6.1 RECURSOS NATURALES	168
6.1.1 Potencial Eólico.....	168
6.1.2 Potencial Hidroeléctrico.....	174
6.1.3 Turba.....	175
6.2 GENERACIÓN CON COMBUSTIBLES FÓSILES.....	176
Capítulo 7: Sistema de Generación Futuro	177
7.1 PROYECTOS EÓLICOS EN DESARROLLO	177
7.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA CON TURBA.....	179
7.3 PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CON PROCESO DE ADQUISICIÓN DE CONCESIÓN EN TRÁMITE	179
7.4 PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS CON COMBUSTIBLES E INSUMOS IMPORTADOS.....	180
Capítulo 8: Pronósticos de Precios de los Combustibles	182
Capítulo 9: Planes de Expansión de Demanda Media	184
9.1 ALTERNATIVAS ANALIZADAS Y SUS SENSIBILIDADES.....	186
9.2 RESUMEN.....	234
9.3 ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN	243
Capítulo 10: Planes de Expansión de Demanda Alta.....	250
Capítulo 11: Análisis de Riesgos Asociados	262
11.1 ANÁLISIS DE LOS RIESGOS	263
Capítulo 12: Conclusiones	279
TOMO III: PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN.....	283
Capítulo 1: Resumen Ejecutivo	283
1.1 OBJETIVO	283
1.2 INFORMACIÓN UTILIZADA	283
1.3 METODOLOGÍA	284
1.4 CRITERIOS	285
1.5 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL.....	285
1.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO.....	286
1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO.....	286



Handwritten signature or initials.



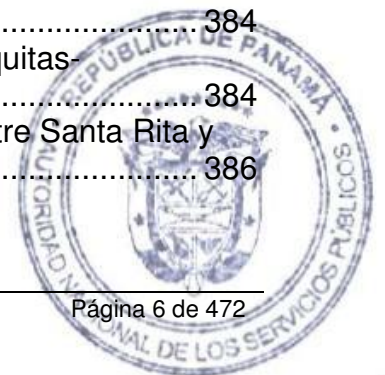
1.8 CONCLUSIONES	287
1.9 RECOMENDACIONES.....	288
Capítulo 2: Introducción	295
2.1 INFORMACIÓN UTILIZADA	296
2.1.1 DEMANDA	296
2.1.2 GENERACIÓN	297
2.1.3 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2007	300
2.1.4 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2008	301
2.1.5 PROYECTOS VIABLES IDENTIFICADOS	302
2.1.6 INFORMACIÓN PARA EL MODELO ENERGÉTICO.....	302
2.1.7 INFORMACIÓN DE DETALLE PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO	302
2.1.8 INFORMACIÓN PARA EL MODELO DE CONFIABILIDAD.....	303
Capítulo 3: Descripción del Sistema de Transmisión	304
3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN	304
3.2 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA	309
Capítulo 4: Criterios Técnicos	311
Capítulo 5: Metodología	316
5.1 DETERMINACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN.....	316
5.1.1 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS.....	316
5.1.2 GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO (SIN PLAN).....	317
5.1.3 PROYECCIÓN DE COSTO OPERATIVO SIN PLANES.....	318
5.1.4 VIABILIDAD DE LOS PROYECTOS	318
5.1.5 MODELO DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO.....	319
5.1.6 PROCESO DE IDENTIFICACIÓN DE PLANES	320
5.1.7 ANÁLISIS ELECTRICOS DE CORTO Y LARGO PLAZO	323
5.1.8 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD.....	324
5.1.9 CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN	333
5.1.10 GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO CON PLAN.....	334
5.1.11 COSTO DE OPERACIÓN CON PLAN.....	334
5.1.12 EVALUACIÓN FINANCIERA Y SELECCIÓN DEL PLAN	337
Capítulo 6: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo.....	339
6.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2008.....	339
6.1.1 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	339
6.1.2 OPERACION NORMAL	340
6.1.3 OPERACION EN CONTINGENCIA	341
6.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	342
6.1.5 ANÁLISIS MODAL	342
6.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2009.....	342
6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	342
6.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	343
6.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	345
6.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	345
6.2.5 ANÁLISIS MODAL	346
6.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2010.....	346
6.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	346



Handwritten signature or initials.



6.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	347
6.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	348
6.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	349
6.3.5 ANÁLISIS MODAL	349
6.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2011	349
6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	349
6.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	350
6.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	352
6.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	352
6.4.5 ANÁLISIS MODAL	353
6.5 CARGA DE COMPONENTES DEL SISTEMA	353
6.6 NIVELES DE CORTOCIRCUITO	353
Capítulo 7: Plan de Expansión de Corto Plazo	355
7.1 OBRAS EN CONSTRUCCIÓN	355
7.2 OBRAS APROBADAS EN PLANES ANTERIORES.....	357
7.3 OBRAS NUEVAS DEL PLAN 2008	361
Capítulo 8: Análisis del Sistema de Transmisión de Largo Plazo	363
8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2012	363
8.1.1 ESCENARIOS REGMHTCB8 y REGMHTGDC8	363
8.1.2 ESCENARIO REGMHTTLA8	364
8.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2016	366
8.2.1 ESCENARIO REGMHTCB8.....	366
8.2.2 ESCENARIO REGMHTGDC8.....	367
8.2.3 ESCENARIO REGMHTTLA8	368
8.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2021	369
8.3.1 ESCENARIO REGMHTCB8.....	369
8.3.2 ESCENARIO REGMHTGDC8.....	370
8.3.3 ESCENARIO REGMHTTLA8	371
8.4 ESCENARIO CON NUEVAS PLANTAS DE GENERACIÓN	372
Capítulo 9: Resultados de la Evaluación Técnica-Económica y Selección del Plan de Expansión	375
9.1 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS.....	375
9.2 GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO (SIN PLAN)	375
9.3 PROYECCIÓN DEL COSTO OPERATIVO SIN PLAN	376
9.4 PROYECTOS CANDIDATOS.....	379
9.5 IDENTIFICACIÓN DE PLANES.....	379
9.6 ANÁLISIS ELÉCTRICOS DE LARGO PLAZO.....	382
9.6.1 SOBRECARGAS EN ESTADO ESTACIONARIO.....	382
9.6.2 ANÁLISIS DE SOBRECARGAS EN CONDICIONES N-1	382
9.7 CÁLCULO DE COSTOS DE INVERSIÓN	383
9.8 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE BENEFICIOS.....	384
9.8.1 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 1: Línea Guasquitas-Changuinola 230 KV (1 circuito) para el 2011 (P1)	384
9.8.2 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 2: Refuerzo entre Santa Rita y Panamá II en doble circuito a 230 KV para el 2011 (P2)	386



de



9.8.3 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 3: Refuerzo del sistema mediante la línea Veladero-Llano Sánchez (1 circuito) para el 2016 (P3) ...	388
9.8.4 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 4: Reconfiguración de Llano Sánchez-Panamá II 230 KV entrando a las subestaciones Chorrera y Panamá más compensaciones asociadas para el 2016 (P4).....	389
9.8.5 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 5: Análisis del cuarto transformador 230/115 KV de 350 MVA en la subestación Panamá 230 KV (P5)	391
9.8.6 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 6: Análisis del tercer transformador 230/115 KV de 150 MVA en la subestación Panamá II 230 KV (P6).....	393
9.8.7 RESULTADOS PARA EL PROYECTO P2+P4: Análisis de implementar ambos proyectos.....	395
9.9 ANALISIS COMPLEMENTARIO ASOCIADO A LA LICITACIÓN DE COMPRA DE POTENCIA Y ENERGÍA	396
9.9.1 PROYECCIÓN DEL COSTO OPERATIVO SIN PLAN	399
9.9.2 IDENTIFICACIÓN DE PLANES PARA EL ESCENARIO 4	400
9.9.3 IDENTIFICACIÓN DE BENEFICIOS PARA EL ESCENARIO 4.....	401
9.9.4 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 7: Refuerzo Oriente-Occidente mediante la línea de circuito sencillo Changuinola-Guasquitas 230 kv y circuito sencillo con dos conductores por fase Guasquitas-Llano Sánchez-Panamá II a 230 kv (P7)	403
9.10 CONCLUSIONES DE LA EVALUACION TECNICA-ECONOMICA.....	405
9.11 RECOMENDACIONES DE LA EVALUACION TECNICA-ECONOMICA.....	406
9.11 EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES T3 DE CHORRERA Y LLANO SÁNCHEZ.....	408
Capítulo 10: Plan de Expansión de Largo Plazo	424
Capítulo 11: Niveles de Confiabilidad.....	432
11.1 OBJETIVO	432
11.2 METODOLOGÍA	432
11.3 RESULTADOS DE CONFIABILIDAD	440
11.4 CONCLUSIONES	449
Capítulo 12: Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones	450
Capítulo 13: Plan de Reposición de Corto Plazo	451
Capítulo 14: Plan de Reposición de Largo Plazo	452
Capítulo 15: Plan de Planta General.....	453
Capítulo 16: Plan de Ampliaciones de Conexión	454
Capítulo 17: Plan de Expansión de Transmisión Estratégico	462
17.1 AMPLIACIÓN DE SUBESTACIÓN CALDERA 115/34.5 KV.....	463
17.2 SUBESTACIÓN CONCEPCIÓN 230/34.5 KV	465
Capítulo 18: Conclusiones	468
Capítulo 19: Recomendaciones	470



ANEXOS

Anexo 1	Fundamentos Teóricos de Regresión Lineal Múltiple
Anexo 2	Bondad de Ajustes Econométricas y Regresiones Sectoriales
Anexo 3	Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo
Anexo 4	Perdidas de Empresas Distribuidoras
Anexo 5	Costos de Componentes de Transmisión
Anexo 6	Resultados de Flujos de Carga
Anexo 7	Resultados de Corto Circuito
Anexo 8	Resultados de Estabilidad Transitoria
Anexo 9	Resultados de Confiabilidad
Anexo 10	Modelos Dinámicos
Anexo 11	Comentarios de la ASEP y Agentes a los Estudios Básicos
Anexo 12	Respuesta a los Comentarios de la ASEP y Agentes a los Estudios Básicos
Anexo 13	Proyectos Inventariados
Anexo 14	Salidas del caso REGMHTCB8
Anexo 15	Salidas del caso REGMHTGDC8
Anexo 16	Salidas del caso REGMHTTLA8
Anexo 17	Jerarquía y Codificación de Casos
Anexo 18	Metodología Análisis de Riesgo
Anexo 19	Salidas de los Análisis de Riesgo
Anexo 20	Metodología del Modelo Optgen
Anexo 21	Observaciones de la ASEP y Agentes al Plan Indicativo de Generación
Anexo 22	Respuesta a Observaciones de ASEP y Agentes al Plan Indicativo de Generación
Anexo 23	Plan de Inversión
Anexo 24	Proyectos Candidatos
Anexo 25	Análisis de Confiabilidad
Anexo 26	Análisis de Estado Estable
Anexo 27	Análisis de Estabilidad Transitoria
Anexo 28	Cargabilidad de Componentes de Transmisión
Anexo 29	Análisis de Corto Circuito
Anexo 30	Plan de Reposición de Corto Plazo
Anexo 31	Plan de Reposición de Largo Plazo
Anexo 32	Plan del Sistema de Comunicaciones
Anexo 33	Plan de Planta General
Anexo 34	Herramientas de Cálculo Utilizadas
Anexo 35	Modelos Dinámicos
Anexo 36	Anexos del Plan de Reposición de Largo Plazo
Anexo 37	Observaciones de la ASEP y Agentes al Plan de Transmisión
Anexo 38	Respuesta a las Observaciones de la ASEP y Agentes al Plan de Transmisión
Anexo 39	Resultado Escenario de Generación REGMHTCB8QA
Anexo 40	Resultados de Estado Estable Escenario REGMHTCB8QA





Anexo 41	Resultados de Estabilidad Transitoria Escenario REGMHTCB8QA
Anexo 42	Comentarios de la Consulta Pública
Anexo 43	Respuesta a Comentarios de la Consulta Pública



A handwritten signature in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

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 Expansión¹, 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 2008-2022. 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 carga, 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. Para la carga del área de Bocas del Toro (Changuinola), se asume un comportamiento similar al de Chiriquí (Mata de Nance). En el caso de las barras de carga de EDEMET en el área del canal, se presenta el comportamiento global de esta área, que se muestra en la curva Demanda EDEMET Panamá.

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

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





En primera instancia, se describe la metodología utilizada y el alcance de las proyecciones de consumo de energía eléctrica; luego, se reseñan los indicadores socioeconómicos y eléctricos que afectan dicho consumo y las premisas de los escenarios de proyección. Finalmente se presentan las proyecciones de consumo total y sectorial anual de energía eléctrica y la demanda máxima anual de potencia eléctrica.

1.2 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 6.3% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 5.7 a 6.1%, de darse situaciones socioeconómicas moderadas u optimista, respectivamente, en el periodo 2007 a 2022.

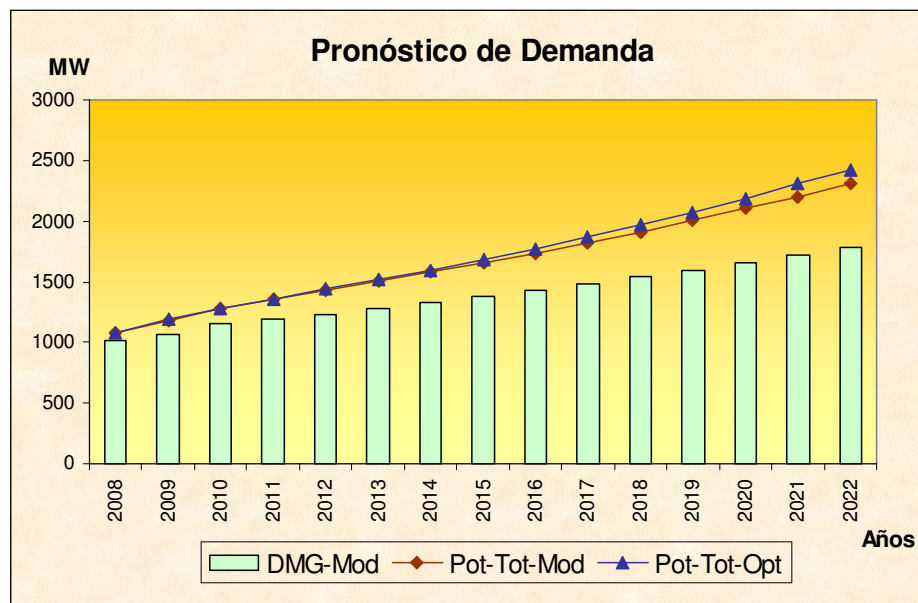


Figura 1-1

Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las recientes perspectivas económicas de índole positivas de Panamá, con crecimiento superiores a los promedios históricos, liderizados por los trabajos de ampliación del Canal, el entorno económico internacional y de las fuerzas dinamizantes al entorno interno impulsan el salto reciente de la economía.

Para el largo plazo (2012-2022), los cálculos reflejan crecimientos moderados, entre 4.88 y 5.37%, 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 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

β = Parámetros de regresión.

Para desarrollar el modelo de regresión lineal múltiple, utilizado en estas proyecciones, se siguieron seis pasos generales. En primer lugar, se establecieron 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%.

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

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 (χ) el cual mide el ajuste normal de los residuos de regresión. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico Jarque Bera (χ) es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

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

Prueba estadística colectiva: La prueba estadística colectiva, también denominada análisis de varianzas (ANOVA), verifica que los estimadores de un modelo de regresión lineal múltiple no sean simultáneamente nulos. En otras palabras, esta prueba verifica que las variables explicativas sean simultáneamente relevantes dentro de un modelo de regresión. 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:

$$GWHRES(T) = 0.8768 \times GWHRES(T-1) + 0.1941 \times POBURB(T) - 0.2100 \times POBRUR(T) + 88.4850$$

Con un nivel de confianza de 89%, 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 (2002-2007), 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”.

$$GWHCOM(T) = 0.9684 \times GWHCOM(T-1) + 0.1616 \times PIBCOM(T) - 16.8363 \times PRETOT(T) + 91.7499$$

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



**Sector Industrial:**

El sector Industrial depende del desarrollo económico del sector manufacturero, 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”.

$$GWHIND(T) = 0.4473 \times GWHIND(T-1) + 0.7202 \times PIBMAN(T) - 0.0069 \times PIBSUB(T) - 160.6912$$

Con un nivel de confianza de 90%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector industrial para el año t GWHIND(t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHIND(t-1) y al PIB real del sector manufacturero en el mismo año PIBMAN(t), e inversamente proporcional al PIB real de los sectores sustitutos en el mismo año PIBSUB(t). 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:

$$GWHOFI(T) = 0.8014 \times GWHOFI(T-1) + 0.0212 \times PIBREA(T-1) - 27.7127$$

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

1.3.2 EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (Plan 2006-2020, 2007-2021)

Con el objetivo de validar la capacidad predictiva del modelo de pronóstico de demanda utilizado, en el plan de expansión de 2007-2021 se presentó un análisis comparativo de la proyección del consumo del año 2006, frente a los resultados reales preliminares del mismo año.





Las conclusiones anteriores fueron que el modelo se desvió en -1.5% de las cifras preliminares de consumo (menores en 130 GWh), así como de una desviación de 1%, en cuanto parámetro de DMG. Pero realmente las cifras reales del periodo 2006, registradas por la COPE mostraron una desviación de solo 75 GWh para un factor de desviación de solo -1.2%.

Continuando con esta validación, 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 (2007), 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 2007.

Como resultado de este ejercicio se concluye lo siguiente:

- a) La desviación del modelo, en el estimado del consumo de energía, para el año 2007, es de -2.0% promedio, inferior al 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 2007, es menor en 0.5% al DMG alcanzado el 16 de abril del presente año, en ambos escenarios.
- c) Las desviaciones con mayor peso significativo, se originan en el Sector Industrial, las Ventas en Bloque y el autoconsumo que en el presente año no registro data.
- d) En el caso del sector industrial en conjunto con los Grandes Clientes, no presentan señales claras de su derrotero. Con una recesión en el periodo 2001-2005, dio un giro positivo en el 2005-2006 y un nuevo cambio de tendencia en el 2006-2007



CONSUMO PROYECTADO Y REAL PRELIMINAR DEL AÑO 2007

VARIABLE	CONSUMO 2007 (GWh o MW)		
	PROYECCIÓN		2007 (P) Diciembre
	ESCENARIO MODERADO	ESCENARIO OPTIMISTA	
Residencial	1,593.8	1,593.8	1,625.0
Comercial	2,459.0	2,460.6	2,484.3
Industrial	326.8	330.5	361.5
Oficial	706.5	707.8	722.2
Alumbrado	121.4	121.6	118.6
Autoconsumo	5.4	5.4	0.0
Bloque	0.0	0.0	52.0
Otros	8.3	8.3	10.5
Pérdidas	945.5	946.7	924.2
TOTAL	6,166.7	6,174.7	6,298.3
DMG	995.8	996.9	1,001.6

DESVIACIÓN (Proyección menos Real Preliminar)

VARIABLE	ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO ALTO	
	GWh o MW	%	GWh o MW	%
Residencial	-31.2	-1.9%	-31.2	-1.9%
Comercial	-25.3	-1.0%	-23.7	-1.0%
Industrial	-34.7	-9.6%	-54.4	-15.0%
Oficial	-15.7	-2.2%	-14.4	-2.0%
Alumbrado	2.8	2.4%	3.0	2.5%
Autoconsumo	5.4	5399900.0%	5.4	5399900.0%
Bloque	-52.0	-100%	52.4	100.8%
Otros	-2.2	-21.0%	-2.2	-21.0%
Pérdidas	21.3	2.3%	22.5	2.4%
TOTAL	-131.6	-2.1%	-123.6	-2.0%
DMG	-5.8	-0.6%	-4.7	-0.5%

Tabla 1.1

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: -54.4 vs 52.4 GWh, del Escenario Optimista), se procedió a reubicarlos, como parte del consumo industrial, como se realizó en Plan 2007-2021. Este ajuste incrementa la diferencia del modelo con los datos preliminares de la industria, señalando más claramente la tendencia errática de este sector. Aunque mantiene la desviación del Consumo Total en 2.0%, para el año 2007.

En términos generales, para el corto plazo, la capacidad predictiva del modelo para los años 2006 y 2007, mantiene un nivel de confianza de aproximadamente 98%, por tanto, puede calificarse entre bueno y excelente.

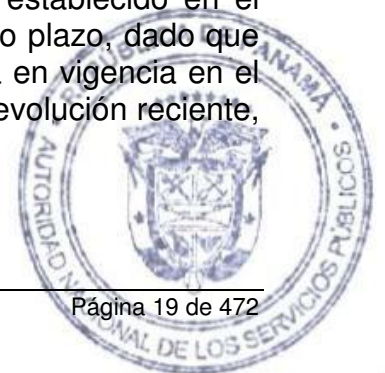




1.3.3 CAMBIOS EN EL MODELO ORIGINAL

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 a partir del Plan 2007-2021, 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 Carga 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 por la ACP.
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. A partir del modelo del Plan 2007, se agregó una tabla, con las tasas de crecimiento anual esperadas, con el objetivo de modelar periodos y eventos especiales, como la ampliación del Canal.
5. La evolución de los precios de la energía eléctrica 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

Desde 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 2008-2022 (noviembre-2007), no se tiene aún, una oferta en firme para el desarrollo de un nuevo modelo de predicción..

1.3.5 ALCANCE DE LAS PROYECCIONES

Las proyecciones de demanda requeridas para el planeamiento del Sistema Integrado Nacional, de acuerdo al Reglamento de Transmisión, se realizan con un horizonte de quince (15) años, correspondiendo, en este ejercicio, al periodo comprendido entre los años: 2008 y 2022.

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 37 años (1970 – 2007), periodo del cual se tabulan 80 variables de utilidad directa para los pronósticos, más otras 20 derivadas del primer grupo, para conformar una base de datos de 100 variables.

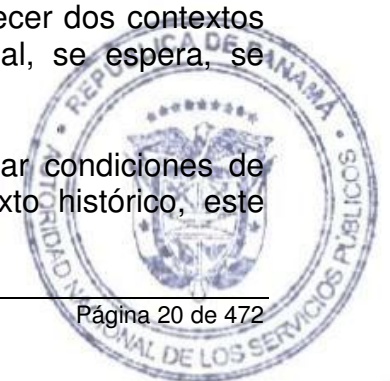
	VARIABLES	DIRECTAS	INDIRECTAS	TOTAL	ESTRUCTURA
1	POBLACIÓN	4	3	7	7%
2	PRECIOS	1	2	3	3%
3	VALOR AGREGADO	57	12	69	69%
4	ELÉCTRICOS	18	3	21	21%
	TOTAL	80	20	100	100%

Tabla 1-2

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.

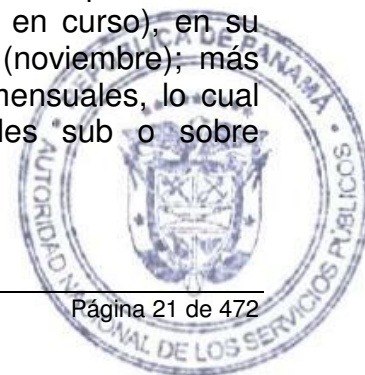
Respecto a la probabilidad de ocurrencia de los escenarios planteados, se podría afirmar que ambos tienen igual posibilidad. El escenario alto se fundamenta en el hecho de que a lo interno Panamá se encuentra en una etapa de plena evolución y crecimiento económico, adicionalmente, se prevén en general favorables las condiciones socio políticas y económicas nacionales. En el entorno internacional, las turbulencias financieras desarrolladas a lo largo del 2007, la crisis que comenzó en Estados Unidos también afectó el sector financiero de Europa. Su dimensión e impacto sobre la economía mundial aun son inciertos.

Sin embargo, dadas las incertidumbres de evolución de algunas variables en el corto y mediano plazo, 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 37 años (1970-2007); 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 totalmente disponibles en las fuentes oficiales, en consecuencia se conforman con datos estadísticos mensuales disponibles de diferentes fuentes primarias (6,8 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.



de



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

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

Tabla 1.3

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.



Handwritten signature or initials.



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.

La población urbana se caracteriza por tener una tasa de crecimiento relativamente alta, producto del desplazamiento de población del área rural y de inmigrantes de otros países

Según la más reciente proyección, publicada por la Dirección de Estadística, la población total de la República, al 1 de julio de 2007, se estima en 3.40 millones de personas, de las cuales el 63.0% (2.14 millones de personas) habita áreas urbanas.² Vale destacar que la Provincia de Panamá, posee el mayor porcentaje de residentes en su área urbana, con 90.0%, lo que representa 1,53 millones de personas, equivalentes al 71.3% de la población total urbana del país. Si a esta cantidad le agregamos la población urbana de la provincia de Colon, con lo cual se conforma la conocida "Región Metropolitana" mas de ciento sesenta y seis mil habitantes urbanos, con lo cual esta zona territorial comprende a un 79% de la población 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".

² Estimaciones y Proyecciones de la Población Total, Urbana- Rural en la República de Panamá, por Provincia, Comarca Indígena, según Sexo y Grupos de Edad: Años 2000-2010 Boletín N°11, de marzo del 2007.



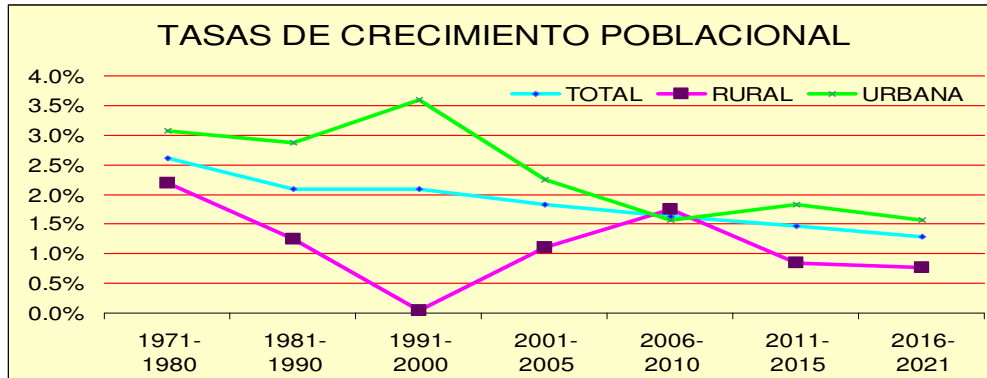


Figura 1-2

De acuerdo a dichas proyecciones, durante los 15 años del horizonte de planeamiento, (2008-2022), 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.

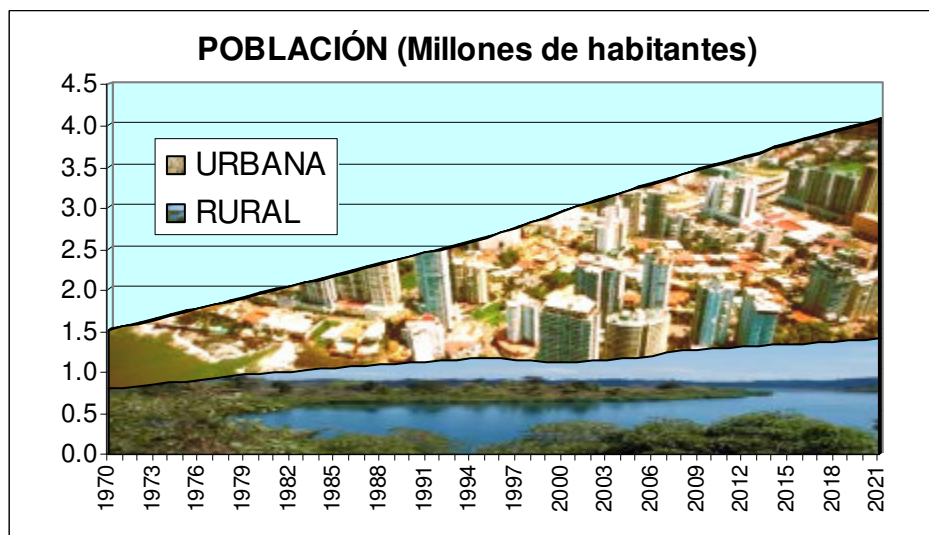


Figura 1-3

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 propicia crecimientos de población no previstos:





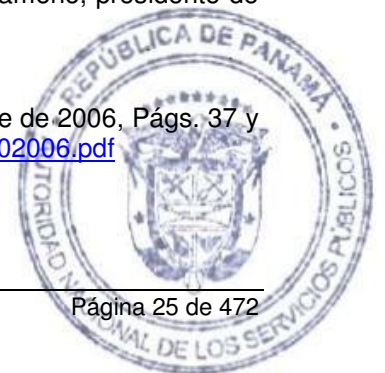
- La ampliación del Canal. El impacto poblacional de esta actividad se esboza en la “Evaluación Socio-Económica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas³”
- Las actividades económicas y comerciales no tradicionales (mega puertos y astilleros 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 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 exterior⁴, 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...”*⁵

³ 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/>

⁴ Revista Istmo, marzo/2006, Sección Rostros, Roberto Roy, constructor panameño, presidente de Ingeniería R&M. www.revistaistmo.com/3-3/06-rostros.asp

⁵ 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>





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 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.

PERIODOS	MODERADO	OPTIMISTA
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 1-4

Inflación

La paridad del Balboa con respecto al dólar norteamericano, le ha permitido a Panamá tener una inflación baja, históricamente este indicador ha fluctuado alrededor del 1%. De acuerdo al Índice de Precios al Consumidor de base 1987, serie empalmada con la base 2002, ambas publicadas por la Contraloría General de la República. (Anexo 3, Cuadro No. 5).





Figura 1-4

En cambio, durante los últimos años (1997-2007), se ha registrado un crecimiento promedio anual menor al 2.0%, siendo los tres últimos años, los de mayor crecimiento anual (4.5%), impulsado principalmente por el incremento sostenido de los combustibles y sus derivados.

Pero el efecto inflacionario total no puede ser representado únicamente por la variación del IPC, ya que por otro lado la paridad de nuestra moneda con el Dólar esconde la caída del poder adquisitivo de compra de nuestra economía, dado que los términos de intercambio son dependientes de la depreciación de la moneda norteamericana la cual ha disminuido su cotización en los últimos años con respecto a divisas fuertes como el Euro, Yen y el oro (-50%).

El último año el IPC corona una variación de 6.5%, tasa de inflación no alcanzada anteriormente, hasta periodos tan lejanos como fueron los años 1979-1981, con la anterior crisis provocada por los incrementos de precios de los combustibles, de ese periodo. De persistir incrementos de precios de esta magnitud, el efecto en el poder adquisitivo ha de convertirse en el futuro inmediato en un desacelerador del consumo y su efecto derivado en la economía.

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 tomó 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 3.54% anual, con pequeños periodos de





contracción. Es importante señalar que las tasas de crecimiento, de los últimos tres años, se sitúan en 9.0% promedio anual.

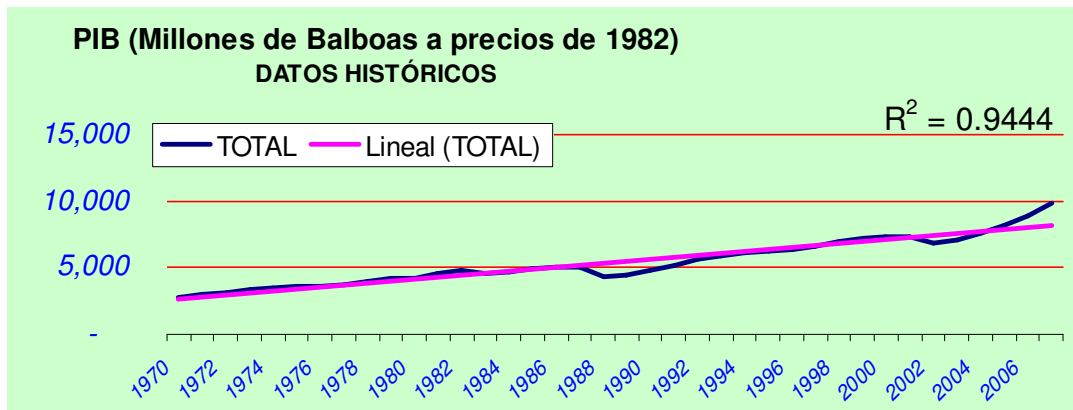


Figura 1-5

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 y repetitivos no relacionados directamente, o derivados de políticas macroeconómicas . La ultima contracción se escenifico en el periodo de 1998 a 2003, con una disminución continua y significativa del producto interno bruto del sector, caída de aproximadamente 5% promedio anual.

Sin embargo, en el periodo subsiguiente que conforman los últimos cuatro años esta tendencia giro en sentido contrario, el valor generado por esta actividad registró crecimientos de un poco menos de 4%.

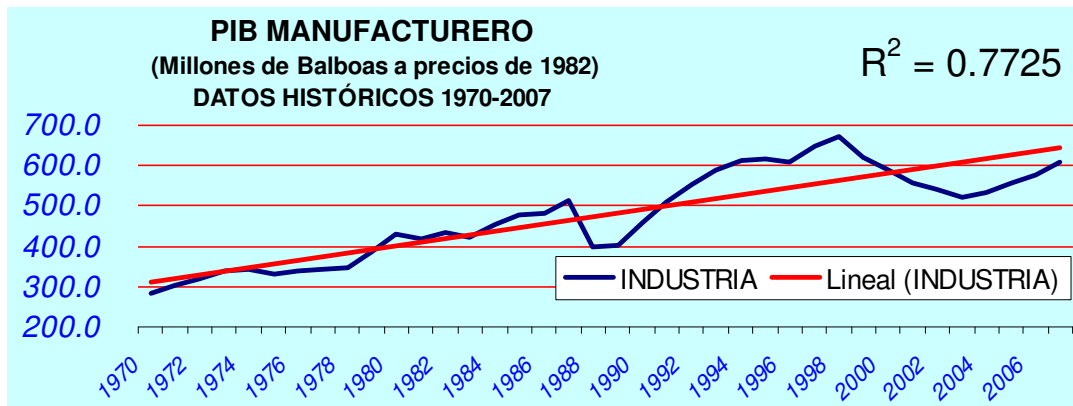


Figura 1-6

Así mismo, los insumos y cantidades físicas producidas de algunos productos manufacturados como son la madera aserrada, la fabricación de baldosas de



Handwritten signature



granito, la fabricación de calzado, al igual que actividades de transformación de productos derivados de las actividades agropecuarias como el tabaco y la pesca para la producción de harina y aceite han disminuido significativamente y en algunos casos tienden a desaparecer.

Otros productos con algún proceso de transformación como son la sal marina, la leche pasteurizada, la industria de los derivados del tomate, bloques de cemento, de los cigarrillos tienen un derrotero errático, con caídas, subidas y estancamiento por periodos interanuales que no facilitan un pronóstico adecuado de estas actividades.

a) EVOLUCIÓN RECIENTE

A la fecha de inicio de cálculos de estas proyecciones, 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.

En el último año, al igual que en los años recientes las telecomunicaciones, el comercio, la intermediación financiera, la construcción, los hoteles y restaurantes, el transporte, los puertos, el almacenamiento fueron las principales actividades económicas que influyeron en el comportamiento de crecimiento. Los otros sectores con la excepción de la pesca industrial participaron positivamente en esta tendencia

El Informe Económico del Primer Semestre del año 2007, elaborado por el Ministerio de Economía y Finanzas y publicado recientemente, indica que el PIB creció en 9.6% durante el primer semestre. Los Indicadores Mensuales de Actividad Económica, elaborados por la Contraloría General de la República, señalan perspectivas de crecimiento entre 9 y 10.0%, para el año 2007. Adicionalmente, se dispone de estimaciones de otras fuentes, bancos internacionales, con pronósticos más conservadores pero de crecimiento sostenido, desde 6% al 7.5% de crecimiento. En consecuencia, para efectos de lograr un estimado consensuado con las diferentes fuentes, el crecimiento del PIB, para el año 2007 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 mantenidas históricamente, a menos que los indicadores predigan lo contrario. 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”⁶ de INDESA. Es un estudio completo dirigido a estimar las relaciones intersectoriales que confluyen en el crecimiento nacional.

Las tasas estimadas de crecimiento del PIB del estudio de INTRACORP, fueron ajustadas debido el crecimiento registrado por el PIB en los últimos tres años, dígitos muy superiores a los promedios históricos anteriores y al supuesto del modelo de estimación de la “permanencia” y/o surgimiento de actividades económicas adicionales (astilleros y mega puertos), asociadas al canal ampliado, durante los años de construcción y posteriores a la culminación de los trabajos de ampliación.

Para lo cual se decidió que para el escenario moderado se podrían usar las tasas estimadas por el estudio de INTRACORP, en el supuesto mas conservador, escenario de costos máximos de obras de construcción en la ampliación del canal sin incremento de peajes. En contraste para el escenario optimista se utilizan las tasas estimadas con un costo de inversión alto pero con incrementos promedio anual de peajes de 3.5%.

Dado que los resultados recientes alcanzados por PIB, en el periodo 2005-2007 y de las perspectivas del año 2008, ya sea en el escenario conservador u optimista con las tasas estimadas, se han dado diferencias positivas reales en promedio de 2%. En consideración al ímpetu actual de la economía, dadas las tasas de crecimiento recientes y respetando los ciclos económicos, se plantea para el corto plazo una sobretasa de ajuste de 1.5%, 1% y 0.5% a lo estipulado por el estudio de INTRACORP en el escenario moderado y de 2.0%, 1.5% y 1.0%, para el escenario optimista de los años 2008, 2009 y 2010. En el caso del largo plazo no se plantean sobretasas para el escenario moderado, pero en cambio al escenario optimista se plantea una sobretasa de 0.5%.

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, derivados de factores dinámicos internos, producto de la construcción del tercer juego de esclusas, el auge de la construcción, el desarrollo de nuevas facilidades portuarias, en el mediano plazo la posible instalación en el territorio nacional de megaproyectos vinculados a la refinación de petróleo, gracias a las ventajas comparativas que el país ofrece para el desarrollo exitoso de esta actividad multiplicadora.⁷

⁶ Estudio elaborado por INDESA, abril 2006.

⁷ Los efectos de estos megaproyectos no han sido incluidas en el presente análisis, debido a que



de

Con respecto a los factores de impulso extranacional, las condiciones que se han presentado a lo largo de 2007, no prevén la baja de los precios del petróleo en el corto plazo y el necesario crecimiento estable (5.0%) de la economía mundial.⁸, se tambalea ante los problemas de la banca financiera estadounidense, por la crisis de las hipotecas “*sub-prime*”, con efectos colaterales en la banca asiática y europea, son determinantes a considerar para definir la suma de factores favorables, para el pronóstico de la economía.

En conclusión la economía nacional se presenta en el corto plazo con varios factores dinamizantes internos, que prevén un crecimiento sostenido por los próximos tres años. Pero en cambio en la economía mundial se atisban posibles nubarrones que de profundizarse pueden tener efectos desfasados característicos en el mediano plazo 2012-2022, para luego la vuelta de un nuevo ciclo de crecimiento. Panorama previstos en los escenarios de crecimiento planteados.

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

TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN ESCENARIOS				
PERIODOS	TOTAL	DIFERENCIAS	INDUSTRIAL	
			TASA	% /TOTAL
TASAS HISTÓRICAS (PIB- base 982)				
1980-1990	1.29%	0.79%	2.08%	9.58%
1991-2000	4.50%	-1.83%	2.67%	9.53%
2001-2007	4.47%	-3.92%	0.54%	7.05%
Máximo	10.3%		13.8%	10.5%
Promedio		-1.65%		
ESCENARIO MODERADO				
2008	7.40%		4.90%	6.03%
2008-2010	6.90%	-2.23%	4.67%	5.91%
2008-2015	4.51%	-0.95%	3.56%	5.84%
2016-2020	3.92%	-0.09%	3.83%	5.82%
ESCENARIO OPTIMISTA				
2008	8.21%		5.40%	6.01%
2008-2010	7.71%	-2.54%	5.17%	5.87%
2008-2014	5.44%	-1.21%	4.23%	5.78%
2015-2022	4.74%	-0.50%	4.23%	5.60%

Tabla 1-5

El panorama la Industria Manufacturera de los próximos años, no vislumbran elementos que muestren fuertes posibilidades de crecimientos importantes, sino al contrario, desarrollos erráticos y de estancamiento. Pero en cambio los voceros del sector creen que el desarrollo general y sostenido de los otros sectores de la

aun se encuentran en evaluación, la dimensión de sus efectos aun son imprecisos.

⁸ Ídem. Pág. 6.



Handwritten signature



economía, la futura firma de los diversos tratados de comercio en negociación con Estados Unidos, Centroamérica, Chile y la Comunidad Europea entre otros presentan oportunidades que podrán ser aprovechadas por el sector, *“el Sector Manufacturero aspira a seguir creciendo, pero con una guía clara que determine el Gobierno Nacional”*.⁹

Según estos voceros *“los indicadores económicos del sector dan muestras de crecimiento en magnitudes por encima del 5%, especialmente en productos agroindustriales dirigidos a la alimentación y las bebidas que podrían estar creciendo aproximadamente en 4%”*.¹⁰ Tasas positivas (4% a 5%), son superiores a las históricas recientes, dadas las últimas tendencias de los sectores dedicados a la elaboración de otros productos alimenticios y bebidas, principalmente fabricación de azúcar, la producción, elaboración y conservación de carne, pescado, frutas, legumbres y hortalizas, aceites y grasas, de la que sobresale la producción de carne y productos cárnicos, edición, impresión y reproducción; actividades que muestran un dinamismo sostenido acorde con el auge económico del resto de la economía.

No obstante la motivación del sector manufacturero, las tasas de crecimiento de la industria manufacturera, se estiman inferiores a las reportadas por la economía total. Por consiguiente se planteo la hipótesis que el sector manufacturero que históricamente había mantenido su participación estructural en el PIB de mas de un 9%, durante gran parte de los registros de 1970-2000. En los años recientes ha disminuido esta participación, gracias a la dinámica de los otros sectores económicos y a un propio agotamiento de viejas políticas en que sustentaba el sector, llegando hasta una participación estimada de 6.2 % en el año 2007, su registro mas bajo en la serie.¹¹ Parámetro adecuado para fijar el techo con lo cual en el escenario moderado mantendría una estructura participativa menor a este parámetro durante toda la proyección

En el caso del escenario optimista se plantea mantener una estructura participativa del PIB igual o menor al 6%, con tasas de mayor crecimiento que le escenario moderado, pero al tener mayor fuerza los sectores dinámicos, derivara en una participación declinante al total del PIB. Para alcanzar tasas participativas mayores, requerirá de fuertes impactos del sector, que van mas allá de la adaptación y modernización del sector que le permita competir por el mercado domestico y las nuevas oportunidades derivadas del comercio exterior.

La importancia del sector manufacturero en los pronósticos de la energía, son fundamentales, porque siendo solo un 0.2% del total de clientes, su consumo

⁹ Balance Económico de 2007 y Perspectivas hacia el 2008. Diciembre de 2007. Asesoría Económica, sindicato de Industriales (SIP)

¹⁰ Idem.

¹¹ Sustitución de Importaciones, Aranceles de protección, Certificados de Abono tributario (CAT)





alcanza el 11% de las ventas totales de energía en el sistema.¹² Por consiguiente, los costos crecientes de la energía eléctrica consumida, se pueden convertir en un freno a la dinámica del sector, dependiendo de la estructura participativa de los costos en los diferentes procesos de transformación.

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

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.

PIB Y CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA,

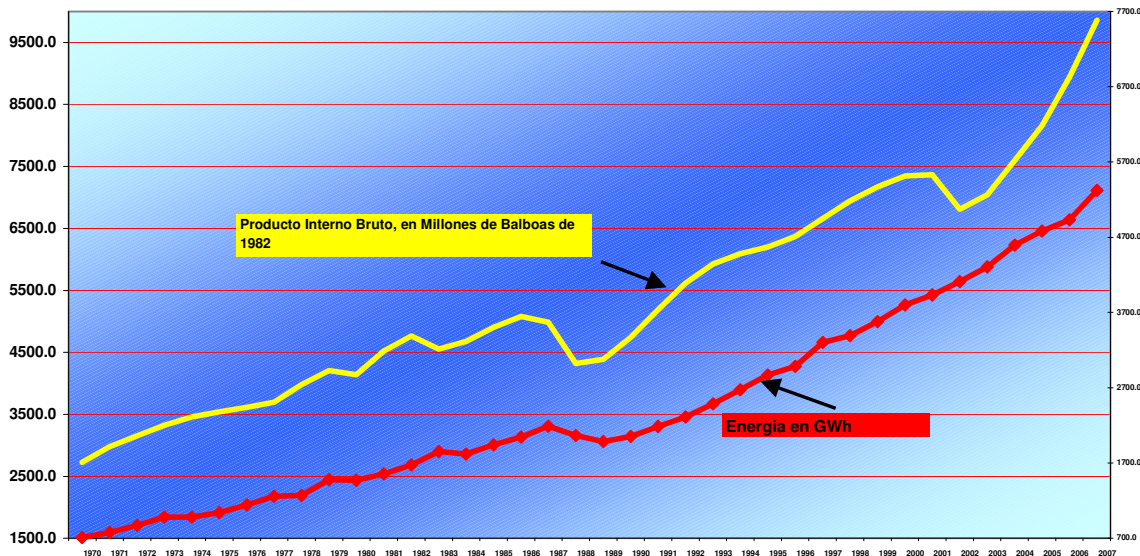


Figura 1-7

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

¹² De acuerdo a la información de los voceros del sector. Asesoría Económica del SIP





OFERTA

Energía Eléctrica Disponible = Generación Bruta – Autoconsumo + Importaciones – Exportaciones

Generación Neta = Generación Bruta – Autoconsumo

DEMANDA

Demanda de energía eléctrica = Ventas de energía eléctrica + pérdidas de energía eléctrica

Ventas de energía eléctrica = Consumo de energía eléctrica

BALANCE

Energía eléctrica disponible = Demanda de energía eléctrica

La participación porcentual promedio (2001-2007) 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.

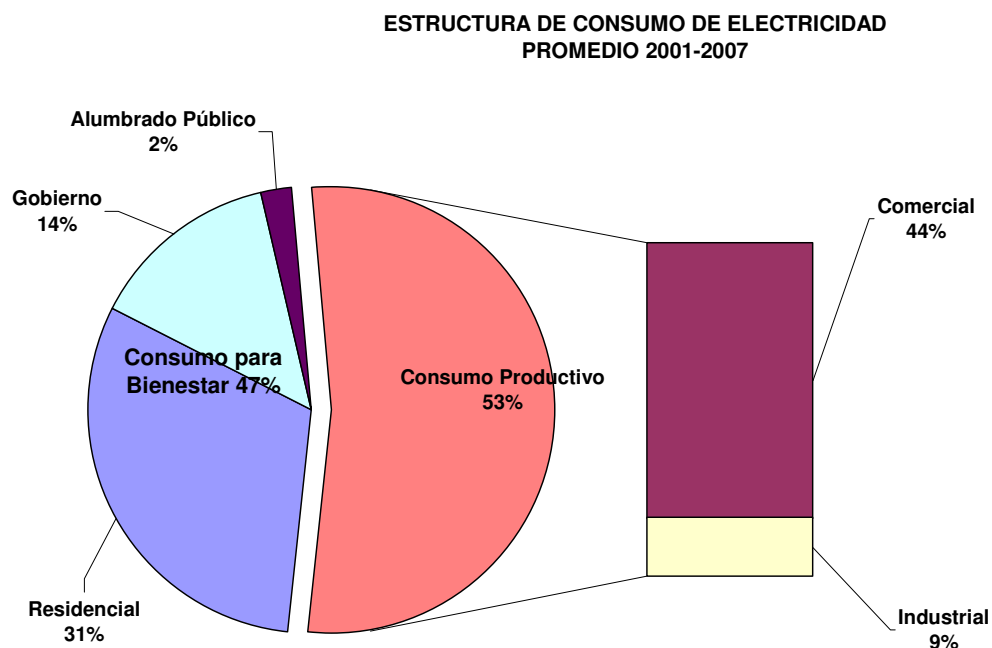


Figura 1-8



Al año 2007, la potencia eléctrica Instalada en Panamá, sin considerar ACP ni Sistemas Aislados es de 1,326.1 MW¹³, mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, hasta diciembre del año corriente, es de 1,001.6 MW.

La generación neta de energía eléctrica estimada para el 2007 es de 6,435.6 GWh, mientras que las ventas de energía eléctrica pronosticadas son de 5,322.1 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.

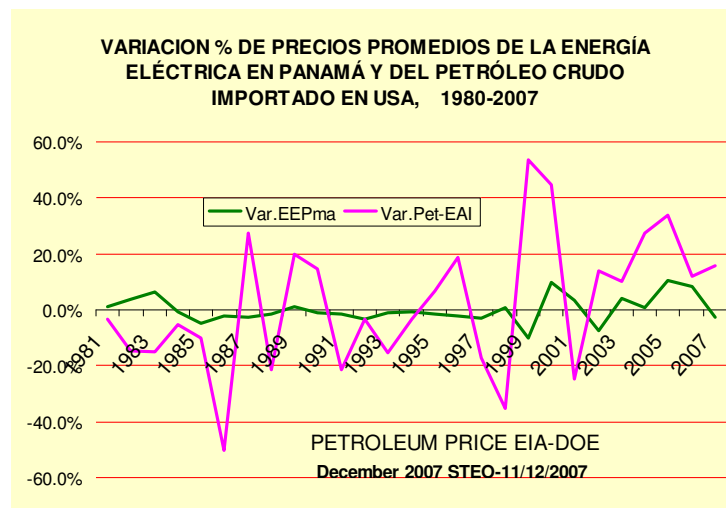


Figura 1-9

Las perspectivas de los precios de la energía, se fundamentan en los pronósticos de precios del “EIA Energy Information Administration”,¹⁴ los cuales contienen proyecciones de precios del petróleo crudo, hasta el año 2030, debido a disponibilidad de información, en adición a considerarlo conceptualmente apropiado.

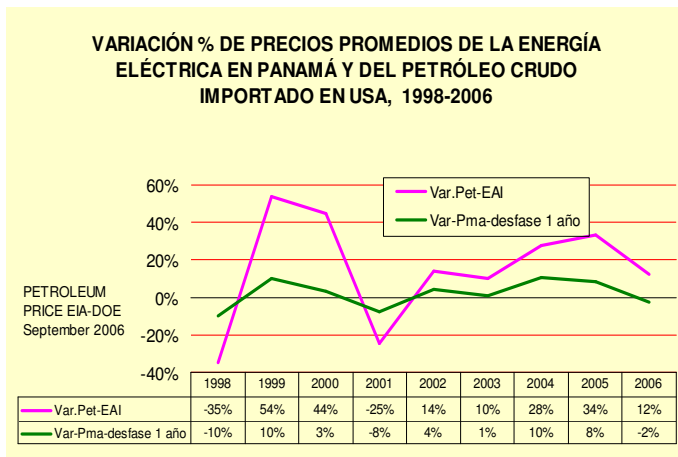
¹³ Incluye 26 MW de pequeñas centrales conectadas a las redes de distribución.

¹⁴ Short-Term Energy Outlook, December 11, 2007 Release
Annual Energy Outlook 2008 (early Release), December 2007



Handwritten signature or initials.

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).



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 entro en vigencia en el año 2007.

Aunque la EIA-DOE conoce de los diversos factores de presión, en que se fundamenta en el corto plazo, el precio alto y volátil del crudo, incluyendo entre otros los riesgos geopolíticos en evolución, las disminuciones de inventarios de crudos de las principales economías mundiales, un incremento sostenido en el consumo mundial de crudo y sus derivados, especialmente de economías emergentes como India y China, y las actuales y persistentes restricciones de refinamiento de la industria.

Las expectativas del EIA-DOE son las mantener una proyección de referencia de los precios mundiales del crudo, similar a sus proyecciones de 25 años AEO2006 y AEO2007, en que se visualiza el precio del crudo estabilizándose en el corto plazo para luego en el periodo medio declinar en términos reales y luego incrementarse hasta un precio nominal menor al precio registrado en el último año del periodo de referencia. Como resultado los volúmenes de producción y de precios son similares a aquellos en el AEO2007, aunque un poco mas altos

El AEO2008 (Early Release) refleja esta concepción del futuro de los combustibles, luego de obtener un pico en el año 2008 en términos reales declinaría gradualmente desde 2009 hasta 58 dólares el barril (70 dólares por barril en precios nominales), en el año 2016. Después, gracias a un incremento de la demanda y a mayores costos de producción, el precio real se incrementaría para que en el 2030 alcanzara un precio de 72 dólares (en dólares del 2006) o sobre 113 dólares el barril de crudo en precios corrientes.¹⁵

¹⁵ El EIA-DOE presenta anualmente en Anual Energy Outlook (AEO) Tres proyecciones basadas en los análisis de sus especialistas, el Referente case, Low Oil Price case y el High Oil Price case. Cada uno basado en las premisas particulares del consumo mundial, producción, reservas



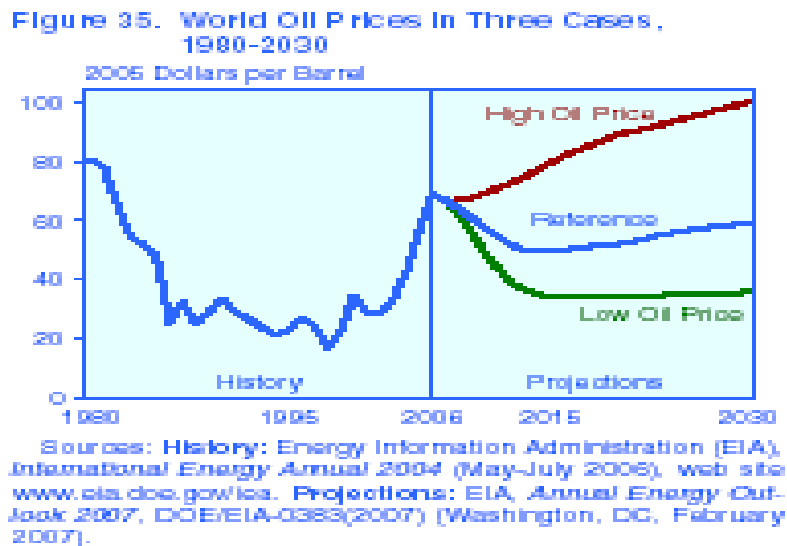


Figura 1-10

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

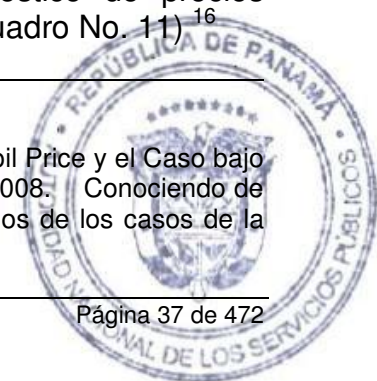
Por otro lado considera que los miembros de OPEP mantendrán su participación de 40 a 44 % del mercado durante el periodo de referencia. Adicionalmente la proyección AEO2008 considera que el desarrolló tecnológico incrementara un significativo potencial de productores NO OPEP en diversas regiones como Brasil, Azerbaijón, Kazakhtán y Canadá con las arenas petrolíferas (oil sands).

Además, los precios del crudo en el rango de los 30 a 60 dólares por barril (en dólares de 2006) han alcanzado niveles de precios lo suficientemente altos para hacer económicamente viables algunas fuentes alternativas de energía.

ETESA considera que dado los precios vigentes de los crudos, de la situación actual del mercado, de los riesgos geopolíticos, y del efecto en el ámbito económico nacional, no es de aceptación total la concepción futura de los precios de los combustibles. Por consiguiente, propone para el escenario medio o moderado, un promedio de variación de los pronósticos de precios altos y moderado del petróleo crudo (High Price Oil y Reference). Para el escenario optimista, se consideró utilizar la variación anual del pronóstico de precios moderados del crudo, o sea el caso de Referencia. (Anexo 3, Cuadro No. 11)¹⁶

probadas y no, y el desarrollo de fuentes alternativas.

¹⁶ En vista, que el AEO2008 Early Release, no presento los casos alto High oil Price y el Caso bajo Low Oil Price, los cuales se presentaran en la versión completa de abril de 2008. Conociendo de la semejanza de las proyecciones, se decidió utilizar la diferencias de precios de los casos de la



Handwritten signature or initials.

Para los cálculos se utilizaron los pronósticos de la canasta de crudos ligeros bajos en sulfuro entregados a las refinerías en Estados Unidos (Imported Low Sulfur Light Crude Oil)

Demanda Máxima

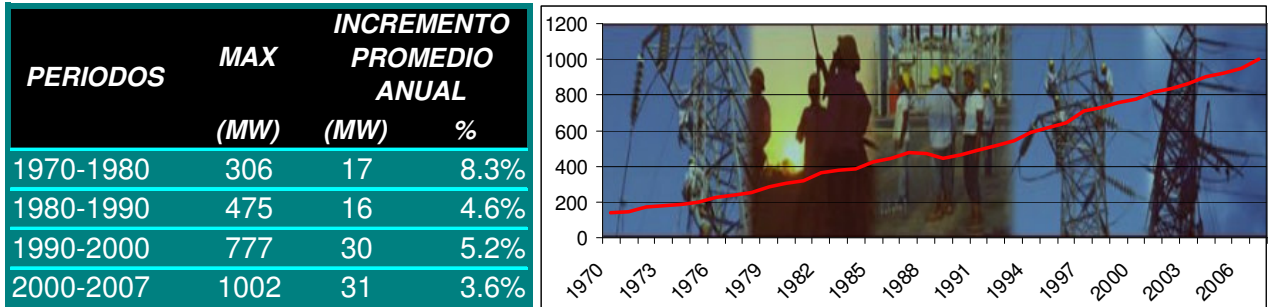


Figura 1-11

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.

proyección AEO2007.



Handwritten signature or initials.

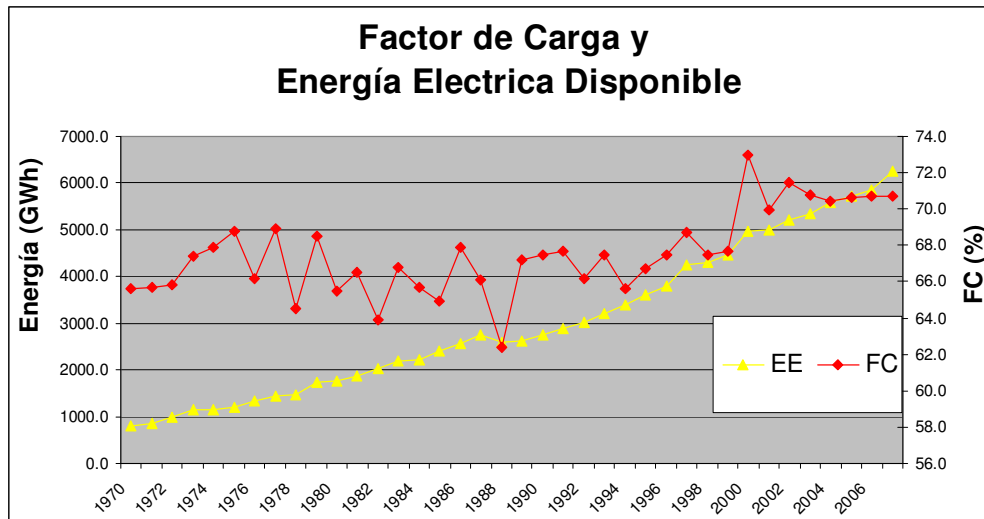


Figura 1-12

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.

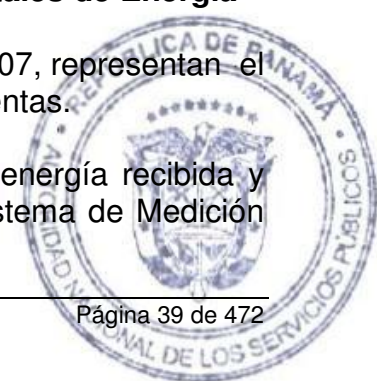
Pérdidas de energía.

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

Perdidas totales = Energía Eléctrica Disponible - Ventas Totales de Energía

Las pérdidas obtenidas de la ecuación, con los datos del año 2007, representan el 14.8% de la energía disponible, equivalentes al 17.4% 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 2007, las pérdidas de transmisión representan menos del 2% de la energía disponible, equivalente al 2.3% de las ventas totales.

La diferencia, queda asignada al sistema de distribución, representando el 12.9% de la energía disponible, equivalentes al 15.1% de las ventas totales. Parámetros todos significativos con relación a los presentados en el estudio anterior.

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 Técnicas¹⁷.

En el escenario moderado, las pérdidas totales se reducen de 18.8 a menos de 17.% 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.% 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.

Adicionalmente, en el presente estudio se le agrega una demanda puntual importante ante la solicitud de Petroterminales Panamá (PTP) para la conexión al nuevo sistema eléctrico, de su sistema de bombeo en el área de Chiriquí

¹⁷ 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.





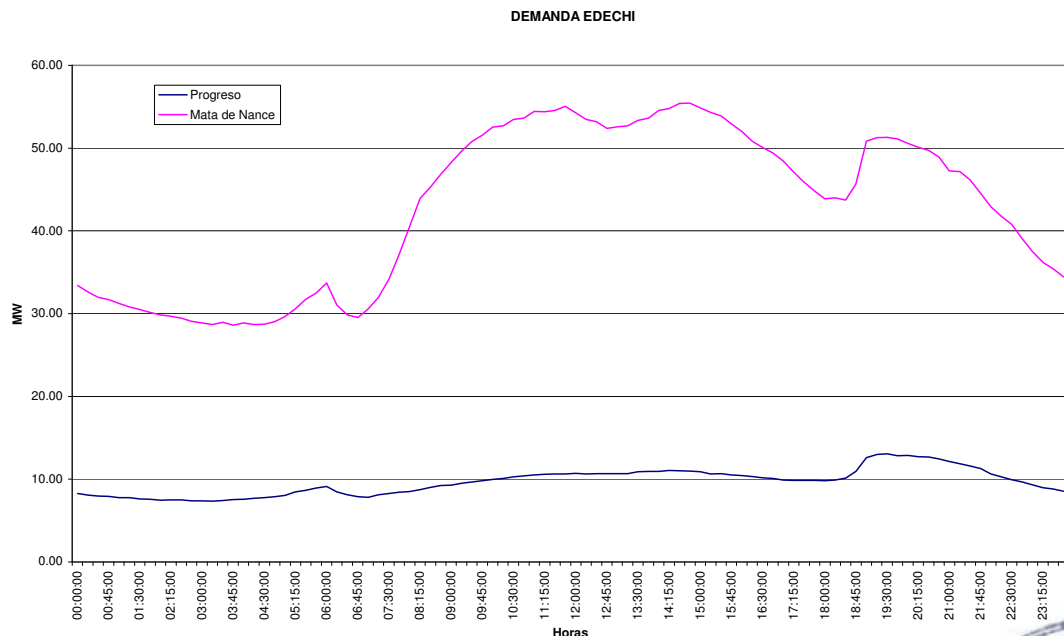
Grande, iniciando con una demanda 20 MW en el 2009 hasta alcanzar 37 MW en el 2010, con el requerimiento de aproximadamente 224 GWh.

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.

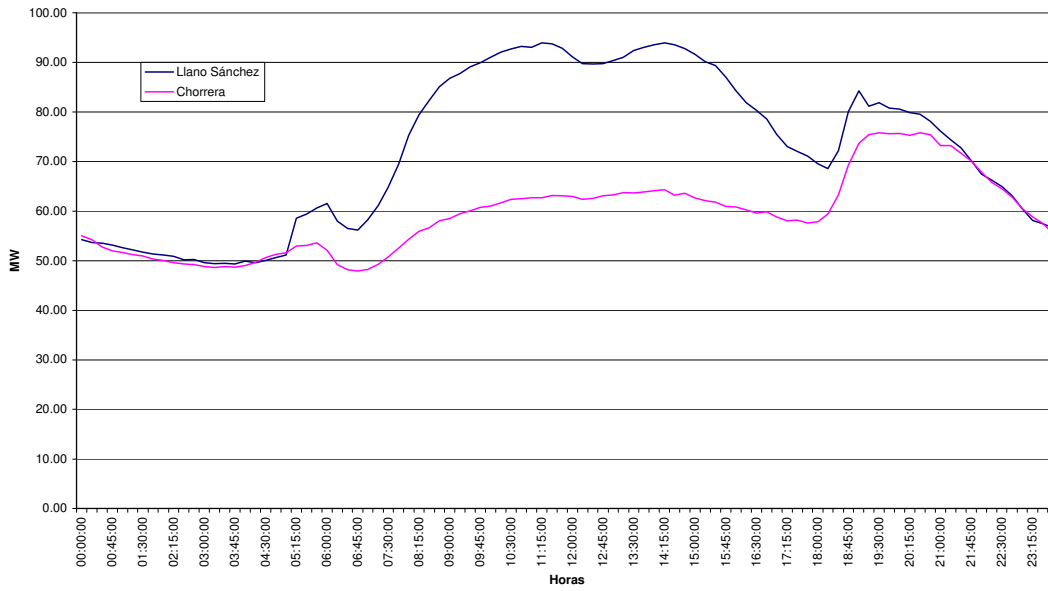
Con la solicitud de conexión de PTP, la demanda dse incremnta en ambos escenarios, pasando la tasa promedio anual de crecimiento de 2.54%, a 3.98% al final del horizonte en el escenario Moderado. En caso del escenario optimista la demanda alcanza una tasa de crcimiento de 5.46% a efecto del poder multiplicador que ejercería el desarrollo del area de Chiriquí Grande. La diferencia en consumo electrico entre ambos escenarios se estima en 75 GWh al final del periodo de referencia, o sea un 22%. En el Anexo 3, Cuadro No. 14, se presentan las tablas de pronóstico detallados.

1.6 CURVAS TÍPICAS.

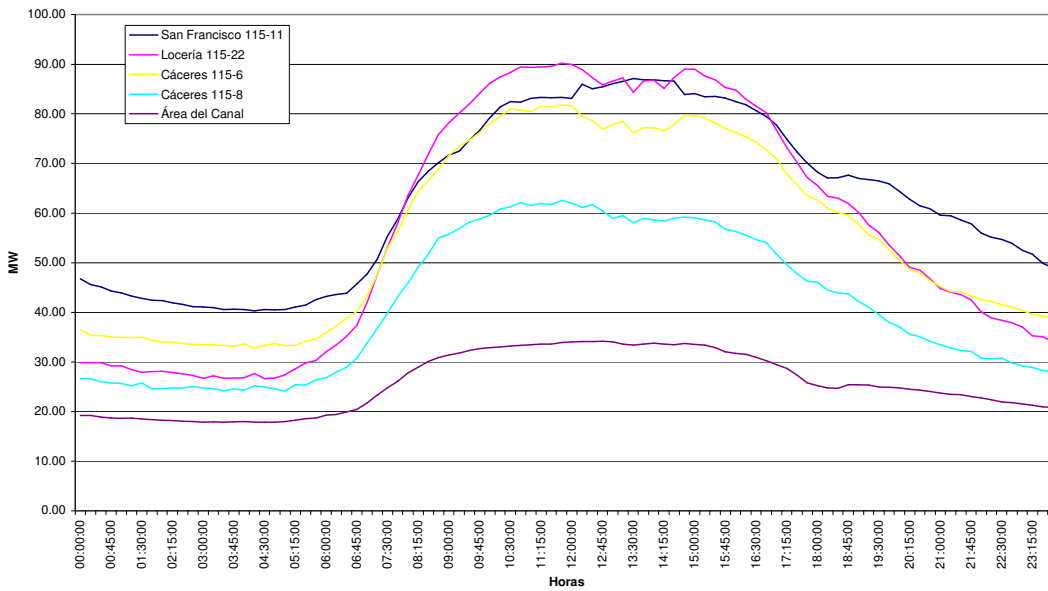
Las curvas típicas de cargas son perfiles que representan la potencia consumida en función del tiempo. A continuación se presentan las curvas típicas de demanda de las distribuidoras



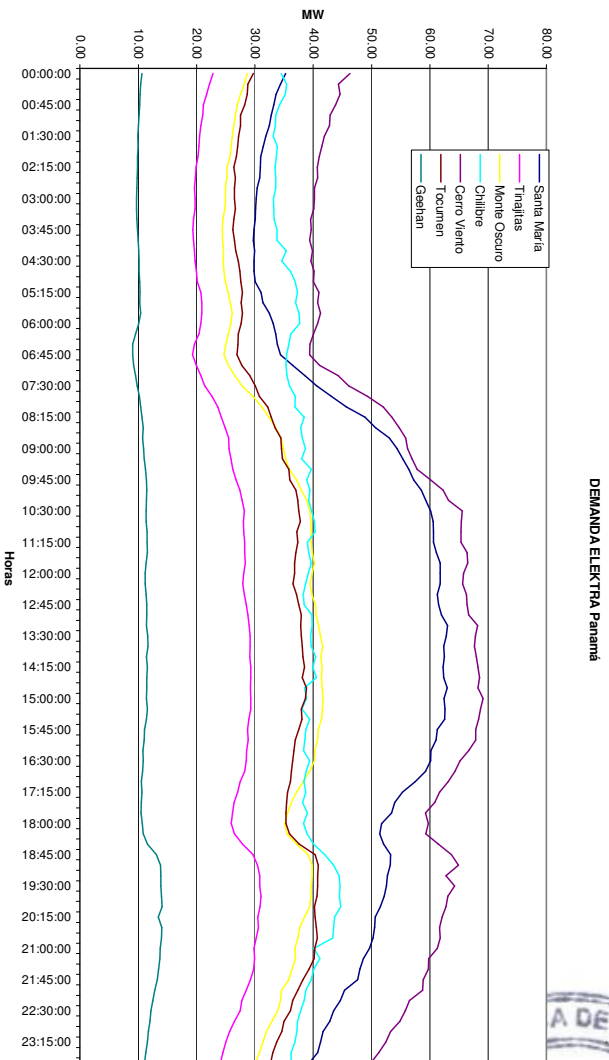
DEMANDA EDEMET Llano Sánchez y Chorrera



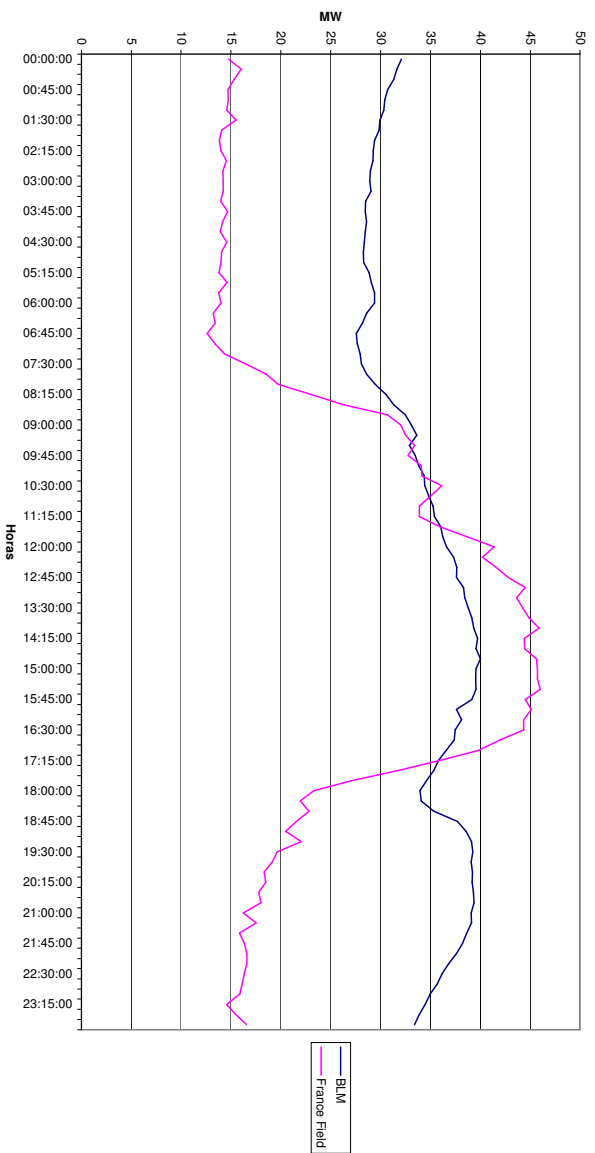
DEMANDA EDEMET Panamá



Handwritten signature or initials.



DEMANDA ELÉCTRA Colón



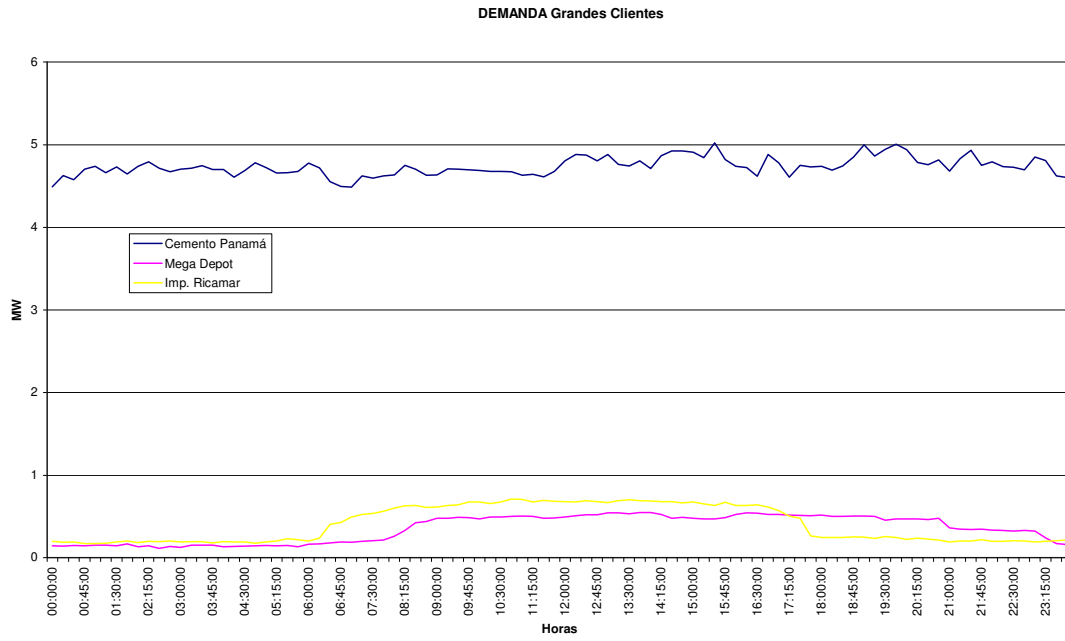


Figura 1-13



Handwritten signature or initials.

1.7 PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS

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

VARIABLE	DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL	ESCENARIO MEDIO = MODERADO				
		AÑO 1	CORTO PLAZO	MEDIANO PLAZO	LARGO PLAZO	
		2008	2009-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2022
PIB	Con crecimiento promedio anual de 4.19%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento.	7.40	6.65	2.71	4.22	3.78
PIBMAN	Tasas de crecimiento de tendencia reciente inferiores al PIB Total, sincronizadas con la evolución cíclica global, manteniendo su participación estructural, en 6% del PIB Total.	4.90	4.56	2.73	3.98	3.38
BLOQUE	= 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	10177877	0.74	0.80	0.79
Factor de Carga	Serie calculada con base en el FC del último año, afectado por consumo Bocas del Toro.	70.70	70.73	70.89	71.12	71.28
Pérdidas	Reducción del Porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	18.59	18.52	18.05	17.40	16.96
		15.28	14.97	14.63	14.15	14.01
Precios	Tasas de crecimiento promedio de pronósticos de precios altos y bajos del EIA-DOE	1.21	0.92	1.03	1.02	1.01
Población	Tasas de proyecciones de población de la Contraloría General de la República.	1.70	1.62	1.51	1.36	1.23
VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO ALTO = OPTIMISTA				
		AÑO 1	CORTO PLAZO	MEDIANO PLAZO	LARGO PLAZO	
		2008	2009-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2022
PIB	Serie de tasas cíclicas ajustadas, con base en Estudio de Ampliación del Canal-AC, 1% promedio mayor al escenario medio o moderado.	8.21	7.46	3.74	5.64	4.97
	#REF!	0.81	0.81	1.03	#REF!	
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, ligeramente superior al escenario moderado.	5.40	5.06	3.53	4.88	4.38
	1%	0.50	0.50	0.80	0.90	
BLOQUE	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		465	2.21	2.55	2.37
Factor de Carga	Serie expandida con pronóstico de tendencia lineal, asumiendo continuidad de mejores prácticas y/o formas de consumo.	70.70	70.80	71.43	72.35	73.01
Pérdidas	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	18.44	17.41	16.03	15.12
		15.28	14.46	14.63	14.15	14.01
Precios	Tasas de pronósticos de precios bajos del EIA-DOE	1.20	0.90	0.98	1.00	1.02
Población	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".	1.67	2.63	1.89	1.26	1.14
SECTORES DE CONSUMO CON IGUAL TRATAMIENTO, EN AMBOS ESCENARIOS						
SECTORES CONSUMO MINORITARIO	Participación porcentual constante, igual al último año de la serie histórica, respecto al consumo total, debido a que no se dispone de series históricas de variables explicativas. Dada la baja participación del conjunto, en el consumo total de energía, la omisión de variaciones supone errores de estimación no significativos. Participación del conjunto---->	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	AUTOCONSUMO	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	OTROS	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2

Tabla 1.6





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

SIGLA	SECTOR DE CONSUMO	DESCRIPCIÓN
GWHRES	RESIDENCIAL	Consumo destinado al bienestar de la sociedad en sus hogares.
GWHCOM	COMERCIAL	Consumo destinado al confort y operación de los locales comerciales.
GWHIND	INDUSTRIAL	Consumo destinado a actividades productivas industriales.
GWHOFI	OFICIAL	Consumo destinado a las actividades al confort y operación de las oficinas públicas, hospitales, escuelas públicas y demás instalaciones propiedad del Estado
GWHALU	ALUMBRADO PÚBLICO	Consumo dedicado a la iluminación de calles.
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.

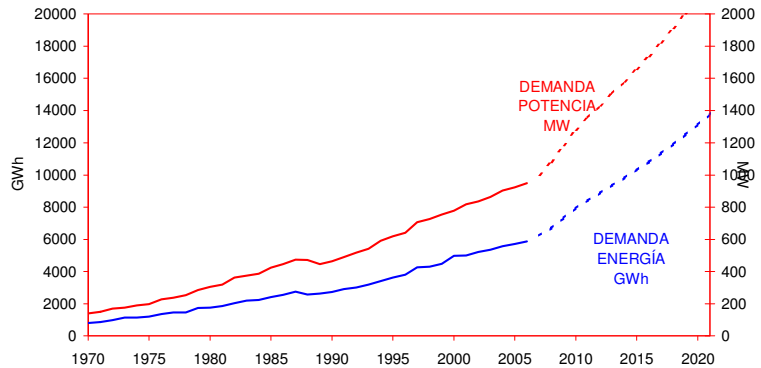
Tabla 1-7



1.7.1 ESCENARIO MEDIO O MODERADO

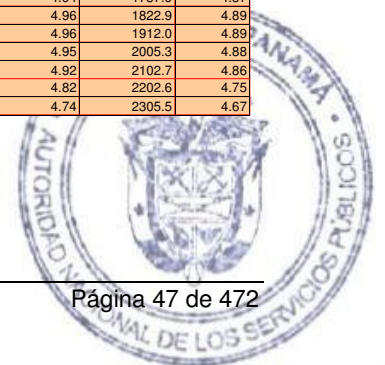
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Medio	INICIAL	FINAL	Δ%GWh	Δ%MW
Histórico	1970	1979	85.0	52.1
	1980	1989	4.6	5.7
	1990	2007	4.8	4.5
Pronóstico	2007	2008	6.6	5.6
	2008	2012	7.7	7.9
	2008	2022	5.8	5.8



ANO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsum	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	77.9	57.8	41.8	51.3	17.0	-29.4	-21.7	17.0	50.5	85.0		52.1	
1980-1989	4.4	3.5	4.8	4.2	5.6	3.6	-1.0	2.5	8.7	4.6		5.7	
1990-2007	5.5	7.6	4.1	3.6	6.0	-56.3	-54.7	-9.7	2.2	4.8		4.5	
2007-2008	5.9	17.2	-28.5	10.3	1.8	0.0	0.0	183.8	-0.3	6.6		5.6	
2008-2012	2.4	8.1	9.6	7.4	7.6	2799.8	4371.6	0.8	6.2	7.7		7.9	
2008-2022	2.3	6.9	6.2	5.4	5.8	171.1	208.5	3.8	5.1	5.8		5.8	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		139.5	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	149.3	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	170.1	13.9
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1139.9	16.3	175.7	3.3
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	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	836.6	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	1534.2	2119.4	505.2	655.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.3	5861.3	2.6	948.7	2.8
2007	1625.0	2484.3	361.5	722.2	118.6	0.0	0.0	10.5	924.2	6246.3	6.57	1001.6	5.58
2008	1663.8	2682.2	415.2	777.8	132.2	5.9	21.7	9.0	985.8	6693.6	7.16	1080.7	7.90
2009	1704.2	2903.0	456.2	838.1	140.9	6.3	232.3	9.6	1050.3	7340.8	9.67	1185.2	9.67
2010	1745.5	3145.3	492.5	901.9	150.1	6.7	374.6	10.2	1114.2	7940.9	8.17	1281.3	8.10
2011	1787.8	3391.8	520.6	960.1	159.0	7.1	399.8	10.8	1176.0	8412.9	5.94	1356.5	5.88
2012	1830.9	3642.6	545.5	1014.0	167.9	7.5	425.3	11.4	1236.9	8881.9	5.57	1431.2	5.51
2013	1874.8	3897.9	569.2	1064.7	176.8	7.9	451.2	12.0	1297.5	9352.0	5.29	1506.0	5.22
2014	1919.6	4158.1	592.7	1113.0	185.8	8.3	476.3	12.6	1358.1	9824.4	5.05	1581.1	4.98
2015	1964.6	4423.2	616.5	1159.5	194.9	8.7	504.8	13.3	1418.8	10304.3	4.88	1657.2	4.82
2016	2009.9	4702.3	646.9	1209.3	204.6	9.1	533.9	13.9	1483.2	10813.0	4.94	1737.9	4.87
2017	2055.4	4996.0	680.9	1262.1	214.7	9.5	564.9	14.6	1550.8	11349.0	4.96	1822.9	4.89
2018	2101.4	5304.8	717.4	1318.0	225.4	10.0	597.7	15.3	1621.5	11911.6	4.96	1912.0	4.89
2019	2147.7	5629.4	755.9	1376.9	236.6	10.5	632.4	16.1	1695.2	12500.7	4.95	2005.3	4.88
2020	2193.7	5970.4	796.1	1438.8	248.3	11.0	669.1	16.9	1771.9	13116.2	4.92	2102.7	4.86
2021	2239.6	6325.4	834.2	1502.2	260.3	11.6	706.9	17.7	1850.1	13748.0	4.82	2202.6	4.75
2022	2285.4	6695.0	872.0	1567.3	272.6	12.1	746.4	18.6	1930.4	14399.8	4.74	2305.5	4.67

Tabla 1-8

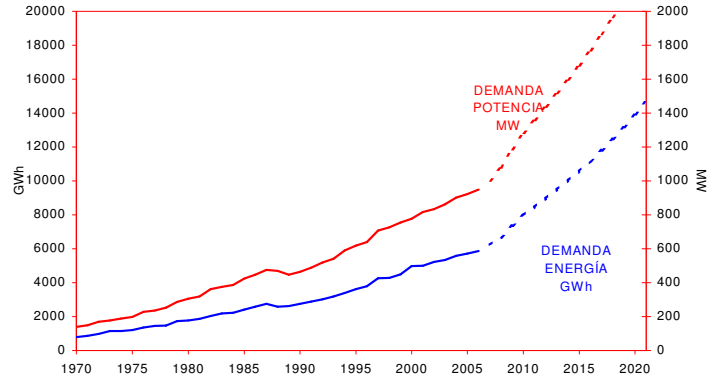




1.7.2 ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA

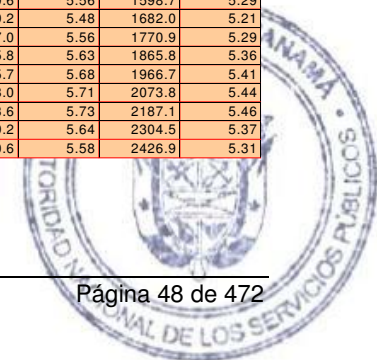
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Alto	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	84.6	52.2
	1980	1989	4.6	5.7
	1990	2007	4.8	4.5
Pronóstico	2007	2008	6.6	5.6
	2008	2012	7.9	7.9
	2008	2022	5.9	5.7



AÑO	GWHRES									GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas				
1970-1979	76.9	57.9	40.6	49.8	16.7	-27.2	-21.9	16.6	52.6	84.6		52.2	
1980-1989	4.4	3.5	4.8	4.2	5.6	3.6	-1.0	2.5	8.7	4.6		5.7	
1990-2007	5.5	7.6	4.1	3.6	6.0	-49.9	-54.7	-9.7	2.2	4.8		4.5	
2007-2008	5.9	17.2	-28.5	10.3	1.8	0.0	0.0	183.8	-0.3	6.6		5.6	
2008-2012	2.7	8.2	10.2	7.8	7.8	1533.9	4394.9	1.0	5.9	7.9		7.9	
2008-2022	2.4	6.9	6.7	5.9	5.9	130.2	212.5	3.9	4.5	5.9		5.7	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		139.5	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	149.3	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	170.1	13.9
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1139.9	16.3	175.7	3.3
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1004.6	1342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1041.9	1449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1118.1	1569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1166.4	4967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1161.3	1619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1066.0	4999.9	0.7	816.3	5.1
2002	1261.0	1733.6	438.7	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	1534.2	2119.4	505.2	655.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.3	5861.3	2.6	948.7	2.8
2007	1625.0	2484.3	361.5	722.2	118.6	0.0	0.0	10.5	924.2	6246.3	6.57	1001.6	5.58
2008	1662.1	2680.4	417.0	779.5	132.2	5.9	22.7	9.0	985.8	6694.6	7.18	1080.9	7.91
2009	1704.6	2901.1	460.8	843.1	141.1	6.3	237.0	9.6	1051.7	7355.3	9.87	1187.5	9.87
2010	1752.4	3145.7	500.5	911.7	150.7	6.7	380.8	10.3	1108.4	7967.2	8.32	1283.0	8.04
2011	1804.6	3398.9	533.8	976.7	160.3	7.1	408.2	10.9	1163.9	8464.5	6.24	1359.6	5.97
2012	1860.8	3661.1	564.8	1039.2	170.2	7.6	444.4	11.6	1219.2	8978.7	6.07	1438.5	5.80
2013	1916.8	3932.6	595.2	1099.9	180.2	8.0	482.7	12.3	1274.0	9501.6	5.82	1518.4	5.55
2014	1971.7	4213.8	626.1	1159.6	190.4	8.5	518.1	13.0	1328.5	10029.6	5.56	1598.7	5.29
2015	2025.1	4505.4	657.7	1219.0	200.8	8.9	565.8	13.7	1382.8	10579.2	5.48	1682.0	5.21
2016	2077.3	4818.6	697.0	1284.5	212.0	9.4	612.7	14.4	1441.1	11167.0	5.56	1770.9	5.29
2017	2128.5	5154.7	740.9	1355.8	224.0	10.0	663.9	15.2	1502.8	11795.8	5.63	1865.8	5.36
2018	2178.9	5514.8	788.1	1433.0	236.8	10.5	719.6	16.1	1567.8	12465.7	5.68	1966.7	5.41
2019	2228.8	5900.3	838.1	1516.0	250.4	11.1	780.3	17.0	1636.0	13178.0	5.71	2073.8	5.44
2020	2277.6	6312.4	890.7	1604.7	264.8	11.8	846.2	18.0	1707.4	13933.6	5.73	2187.1	5.46
2021	2325.4	6747.5	942.7	1696.6	279.8	12.4	915.2	19.0	1780.5	14719.2	5.64	2304.5	5.37
2022	2372.6	7206.8	995.8	1792.1	295.5	13.1	989.2	20.1	1855.5	15540.6	5.58	2426.9	5.31

Tabla 1-9



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 a diciembre del 2007. Los resultados obtenidos concuerdan con la información suministrada por las distribuidoras.

Se incluye la demanda de la subestación Las Guías, a construirse en el año 2009 en los límites de la provincia de Coclé.

El Cuadro No. 15 del archivo electrónico del Anexo 3, contiene los datos de esta desagregación.





Demanda MW por Barra y Participante Consumidor

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ELEKTRA															
Santa María	70.08	75.14	78.27	83.06	87.81	91.96	96.71	101.51	106.91	112.29	117.94	123.85	130.01	136.33	142.90
BLM	44.52	47.74	49.73	52.77	55.79	58.43	61.44	64.49	67.92	71.34	74.93	78.68	82.60	86.61	90.79
France Field	50.76	54.42	56.69	60.15	63.60	66.61	70.04	73.52	77.43	81.33	85.42	89.70	94.16	98.74	103.50
Tocumen	43.19	46.31	48.23	51.18	54.11	56.67	59.60	62.56	65.89	69.20	72.68	76.32	80.12	84.01	88.06
Chilibre	42.83	45.92	47.84	50.76	53.67	56.21	59.11	62.04	65.34	68.63	72.08	75.69	79.46	83.32	87.34
Cerro Viento	75.95	81.43	84.82	90.01	95.16	99.66	104.80	110.01	115.86	121.69	127.81	134.21	140.90	147.74	154.86
Monte Oscuro	46.25	49.59	51.65	54.81	57.95	60.69	63.82	66.99	70.55	74.11	77.83	81.73	85.80	89.97	94.31
Geehan	12.73	13.65	14.22	15.09	15.95	16.71	17.57	18.45	19.43	20.40	21.43	22.50	23.62	24.77	25.97
Tinajitas	32.54	34.88	36.34	38.56	40.77	42.69	44.90	47.13	49.63	52.13	54.75	57.50	60.36	63.29	66.34
Total	418.86	449.08	467.79	496.39	524.80	549.62	577.98	606.70	638.97	671.14	704.87	740.18	777.04	814.78	854.06
EDEMET															
Locería	86.82	93.09	96.97	102.90	108.78	113.93	119.81	125.76	132.45	139.12	146.11	153.43	161.07	168.89	177.03
Marañón	99.07	106.22	110.64	117.41	124.12	130.00	136.70	143.50	151.13	158.74	166.72	175.07	183.79	192.71	202.00
San Francisco	89.05	95.48	99.45	105.53	111.57	116.85	122.88	128.99	135.85	142.69	149.86	157.36	165.20	173.22	181.57
Centro Bancario	71.24	76.38	79.56	84.43	89.26	93.48	98.30	103.19	108.68	114.15	119.89	125.89	132.16	138.58	145.26
Llano Sanchez 115	103.30	103.75	108.07	114.68	121.24	126.98	133.53	140.17	147.62	155.05	162.85	171.00	179.52	188.24	197.31
Llano Sanchez 34	0.22	0.24	0.25	0.26	0.28	0.29	0.31	0.32	0.34	0.36	0.37	0.39	0.41	0.43	0.45
Las Guías	0.00	20.00	20.83	22.11	23.37	24.48	25.74	27.02	28.46	29.89	31.39	32.96	34.61	36.29	38.04
Chorrera 34	70.79	62.90	65.52	69.53	73.51	76.99	80.96	84.98	89.50	94.01	98.73	103.68	108.84	114.13	119.63
Miraflores 44	16.33	17.51	18.24	19.35	20.46	21.43	22.53	23.65	24.91	26.17	27.48	28.86	30.29	31.76	33.30
Balboa 44	14.70	15.77	16.42	17.43	18.42	19.30	20.29	21.30	22.43	23.56	24.75	25.98	27.28	28.60	29.98
Summit 44	1.61	1.73	1.80	1.91	2.02	2.12	2.23	2.34	2.46	2.59	2.72	2.85	2.99	3.14	3.29
Gamboá 44	2.45	2.63	2.73	2.90	3.07	3.21	3.38	3.55	3.74	3.92	4.12	4.33	4.54	4.76	4.99
Agua Clara 44	2.45	2.63	2.73	2.90	3.07	3.21	3.38	3.55	3.74	3.92	4.12	4.33	4.54	4.76	4.99
Total	558.04	598.31	623.23	661.34	699.18	732.26	770.04	808.31	851.30	894.16	939.09	986.14	1035.25	1085.53	1137.86
EDECHI															
Mata de Nance 34	61.73	66.19	68.95	73.16	77.35	81.01	85.19	89.42	94.18	98.92	103.89	109.09	114.53	120.09	125.88
Progreso	12.24	13.13	13.67	14.51	15.34	16.07	16.90	17.74	18.68	19.62	20.61	21.64	22.72	23.82	24.97
Total	73.98	79.32	82.62	87.67	92.69	97.07	102.08	107.16	112.85	118.54	124.49	130.73	137.24	143.91	150.84
TOTAL DIST.	1050.88	1126.72	1173.63	1245.40	1316.67	1378.96	1450.10	1522.17	1603.12	1683.84	1768.46	1857.05	1949.54	2044.21	2142.76
CEMENTO PANAMA	5.94	9.21	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47
PTP (Ch. Grande)	0.00	15.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00
CHANGUINOLA	0.00	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	19.75
TOTAL DEMANDA	1,056.82	1,162.80	1,231.46	1,303.73	1,375.53	1,438.38	1,510.11	1,582.79	1,664.39	1,745.79	1,831.12	1,920.48	2,013.76	2,109.43	2,207.98
Pérdidas Trans. MW	23.88	22.40	49.84	52.77	55.67	67.62	70.99	74.41	73.51	77.11	80.88	84.82	88.94	93.17	97.32
Pérdidas Trans. %	2.21%	1.89%	3.89%	3.89%	3.89%	4.49%	4.49%	4.49%	4.23%	4.23%	4.23%	4.23%	4.23%	4.23%	4.23%
TOTAL GENERACIÓN	1,080.70	1,185.20	1,281.30	1,356.50	1,431.20	1,506.00	1,581.10	1,657.20	1,737.90	1,822.90	1,912.00	2,005.30	2,102.70	2,202.60	2,305.50

Tabla 1-10



Handwritten signature or initials

1.8 CONCLUSIONES

Para el corto plazo (2008-2011), de acuerdo a la información reciente y disponible y a los análisis y cálculos realizados, la demanda de energía eléctrica de Panamá podría presentar tasas de crecimiento crecientes, por el orden de 8.3 a 8.4% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer 8.5 a 8.6%, de darse situaciones socioeconómicas moderadas u optimista, respectivamente.

La estrechez del rango de proyecciones del corto plazo, con diferencias menores al 0.5%, 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 al retraso o adelanto en 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 (2008-2022), los cálculos presentan un rango de crecimiento entre 5.7 y 6.3%, 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.

1.9 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; 1970-2006 y cuadros preliminares 2007.
3. Contraloría General de la República de Panamá; Dirección de Estadística y Censo; Censos nacionales de población (X) y vivienda (VI); www.eclac.cl/redatam/g4help/panama/censos; Mayo 2000.
4. Contraloría General de la República de Panamá; Dirección de Estadística y Censo; Producto Interno Bruto; Indicadores Mensuales de Actividad Económica, Índice de Precios al Consumidor.
5. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de Panamá, información preliminar 2007.





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 esta proyectada para el año 2009, introduce la oportunidad de un mercado regional de más de 6,000 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 correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales.

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, se 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 $CENS = 1.20 \text{ B/./kWh}$ ”, de acuerdo con la Resolución AN No. 1143-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

D. Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1,200 \$/MWh, que corresponde al CENS.

E. Otros Lineamientos

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.
2. Diversificar las fuentes de suministro de energía 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 los precios de los combustibles utilizados para generación térmica debe utilizarse como punto de partida, para la Demanda Moderada del Plan de Expansión de 2008, 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 2007.

Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios de paridad publicados por el MICI, se utilizarán las proyecciones de Precio Alto (“High Price”) del “Annual Energy Outlook – 2008” de la EIA/DOE ajustados al promedio entre la realidad del WTI publicado por la



EIA/DOE vs la tendencia de las proyecciones publicadas por la EIA/DOE de los respectivos “Annual Energy Outlook’s” de los últimos 3 años. Ver Anexo A - Numeral 1.

- 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 Gas Natural (GN) a través de gasoducto.
- c. La alternativa de suministro de GN desde la República de Colombia será a través de gasoducto desde Cartagena, Colombia, a Colón, Panamá. No se considerará en esta revisión del Plan de Expansión la alternativa de suministro de GN por Barcazas.

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 GN por gasoducto serán proporcionales al costo del ducto, el volumen contratado, entre otros factores. Los precios a utilizar deben seguir el siguiente escenario:

Gasoducto - Moderado:

El precio a utilizar está en el orden de \$7.05 por millón de BTU comenzando en el año 2015 para el suministro de GN a través de gasoducto, incluyendo el costo de transporte a Panamá. En el Anexo A Numeral 2 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 \$70.44/Ton en el año 2008 e incluye \$6.50/Ton de transporte a Panamá, desde la mina más cercana, La Guajira (Cerrajón), Colombia. En el Anexo A Numeral 3 se incluye la variación del precio hasta el año 2022. 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 considerarán proyectos fijos y proyectos candidatos de la siguiente manera:
 - El periodo fijo queda definido como los tres primeros años desde la fecha de inicio del plan de expansión.
 - Proyectos fijos aquellos que:
 - Inician su operación dentro del periodo fijo,
 - O se encuentran efectivamente en construcción,
 - O tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.
 - O tienen, por lo menos, la autorización de conducencia de la ANAM.
 - O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - O que, los promotores presentar ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante la ANAM, y se haya formalizado mediante el pago por éste derecho.
- Los proyectos termoeléctricos a considerar dentro del período fijo son, por lo menos, los indicados en el cuadro que se presenta a continuación:



de

Proyecto	Capacidad MW	Fecha de Entrada en Operación Comercial
T. Balboa (Suez)	43.5	2008
ACP	36	
T. Balboa (Suez)	43.5	2009
T. Caribe	50	
Gen. del Atlántico	116	

- Se mantiene con fecha de entrada fija el proyecto Chan I de 223 MW el cual esta programado para entrar en operación comercial en 2011, al igual que el proyecto Concepción de 10 MW que también esta en la etapa de construcción para entrar en operación comercial en el año 2008.
- Proyectos candidatos son aquellos contemplados en los Anexo B y C, considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

2. Escenarios a Analizar:

- Un escenario hidro-térmico considerando los proyectos hidroeléctricos dados en concesión o con concesión en trámite y plantas térmicas con combustibles convencionales (bunker, diesel y carbón).
- Un escenario hidro-térmico igual al (a) considerando además Gas Natural (GN) incluyendo la facilidad de importación a partir del año 2015 vía gasoducto, utilizando los precios señalados en el acápite E.3.c.
- Un escenario deberá contemplar la utilización de la turba (si existe algún proyecto vigente con disponibilidad de información técnica y económica para el desarrollo del proyecto), la eólica, el gas natural y el carbón como complemento, sustituto o alternativa al escenario hidro-térmico (a) considerado.

OBSERVACIONES:

- Las alternativas de suministro de GN por gasoducto desde 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 GN y cualesquiera otras variables que incidirán en la determinación del precio puesto en planta, por lo que deberá considerarse el escenario señalado anteriormente como prospectiva. Los precios al final lo definirán los contratos de suministro entre los proveedores del gas natural, el segmento transporte 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.
- iii. Los escenarios a desarrollar deben considerar que Panamá es partícipe del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.

3. Sistema de Transmisión Futuro:

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

Interconexión de proyectos hidroeléctricos en las cuencas de los ríos Chiriquí Viejo y Chiriquí:

Existe una cantidad importante de proyectos hidroeléctricos a desarrollarse en la cuenca del río Chiriquí Viejo, tales como: Bajo Mina, Baitún, El Alto, entre otros, al igual que los proyectos Gualaca, Prudencia y Lorena en la cuenca del río Chiriquí, por lo cual 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.

Interconexión de proyectos hidroeléctricos en las cuencas de los ríos Piedra y el área de Caldera:

Existe también una cantidad importante de pequeños proyectos hidroeléctricos a desarrollarse en la cuenca del río Piedra, tales como: Pedregalito, Perlas Norte, Perlas Sur, Porvenir Norte, Porvenir Sur, entre otros; y en el área de Caldera, tales como: Los Algarrobos, Mendre I, El Sindigo, Los Planetas, entre otros, por lo cual deberá contemplarse la forma de conectar estos proyectos al Sistema Interconectado Nacional bajo criterios de eficiencia económica, calidad y confiabilidad.

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. 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



Handwritten signature or initials.

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

En la II Cumbre sobre la Iniciativa Energética Mesoamericana, celebrada en La Romana, República Dominicana el 3 de junio de 2006, los gobiernos de la región en la Declaración de La Romana acordaron a fin de impulsar el desarrollo de un mercado regional de electricidad, culminar los estudios pendientes de la interconexión Panamá – Colombia.

Actualmente se realizan los estudios técnicos, ambientales, económicos, financieros y de armonización regulatoria necesarios para desarrollar el proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia.

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

Mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, cuyo protocolo fuera suscrito en la Asamblea Legislativa el 11 de julio de 1997 se crea la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) con sede Guatemala, el Ente Operador Regional (EOR), con sede El Salvador, además de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), conformada actualmente por los seis países de América Central, ENDESA España, 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 esta 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.

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

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.

Ultima 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 – 2006 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 (Página 7).

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.



de

ANEXOS

A. Referencias de Precios de Combustibles

1. Diesel Liviano, Diesel Marino y Bunker C

Precios Promedio de Paridad Selectos y Proyección 2008 - 2022						
Mes / Año	Diesel Liviano		Diesel Marino		Bunker C	
	Gal	BBL	Gal	BBL	Gal	BBL
Ene-07	1.6920	71.0629	1.5583	65.4506	1.0238	42.9988
Feb-07	1.6925	71.0861	1.5602	65.5263	1.0307	43.2894
Mar-07	1.8113	76.0751	1.6669	70.0091	1.0893	45.7505
Abr-07	1.9189	80.5935	1.7701	74.3428	1.1748	49.3405
May-07	1.9834	83.3037	1.8461	77.5347	1.2965	54.4546
Jun-07	2.0892	87.7463	1.9426	81.5892	1.3562	56.9601
Jul-07	2.1552	90.5168	2.0047	84.1978	1.4029	58.9210
Ago-07	2.1247	89.2383	1.9910	83.6204	1.4559	61.1470
Sep-07	2.1513	90.3542	2.0010	84.0434	1.4000	58.8000
Oct-07	2.3060	96.8524	2.1484	90.2339	1.5181	63.7594
Nov-07	2.5666	107.7980	2.4159	101.4661	1.7994	75.5728
Dic-07	2.6707	112.1701	2.4874	104.4724	1.7673	74.2280
Promedio	2.0992	88.1670	1.9517	81.9701	1.3615	57.1818
2008	2.6108	109.6535	2.4361	102.3146	1.7414	73.1402
2009	2.6821	112.6494	2.5032	105.1333	1.7935	75.3283
2010	2.7554	115.7271	2.5721	108.0298	1.8472	77.5819
2011	2.8307	118.8890	2.6430	111.0060	1.9024	79.9029
2012	2.9080	122.1372	2.7158	114.0642	1.9594	82.2933
2013	2.9875	125.4742	2.7906	117.2066	2.0180	84.7553
2014	3.0691	128.9024	2.8675	120.4356	2.0784	87.2909
2015	3.1530	132.4242	2.9465	123.7536	2.1405	89.9024
2016	3.2391	136.0422	3.0277	127.1630	2.2046	92.5920
2017	3.3276	139.7591	3.1111	130.6663	2.2705	95.3620
2018	3.4185	143.5776	3.1968	134.2662	2.3385	98.2150
2019	3.5119	147.5003	3.2849	137.9652	2.4084	101.1533
2020	3.6079	151.5303	3.3754	141.7661	2.4805	104.1795
2021	3.7064	155.6703	3.4684	145.6718	2.5547	107.2962
2022	3.8077	159.9235	3.5639	149.6850	2.6311	110.5062

Base: "High Price" for International Oil Markets - EIA Annual Energy Outlook 2008



Histórico - Precios de Paridad del Diesel Liviano (Dólares por Barril)																
Año	% Crec en AEO	Promedio		Δ vs Estim	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
		AEO	Real													
2004			49.7997		42.5875	43.5255	42.5006	41.5467	43.8034	46.3512	47.3268	51.5597	53.0502	62.4535	64.4081	58.2774
2005	0.5%	50.07	72.4319	1.45	56.7400	58.7061	65.1335	70.2017	64.9886	66.8802	74.1633	75.4206	84.3440	95.7830	81.7555	74.1719
2006	1.7%	73.68	81.2585	1.10	77.2406	77.1969	76.8234	83.0698	89.6331	86.5497	86.1787	89.4582	84.6101	74.8865	73.8018	75.3564
2007	0.2%	81.45	88.1670	1.08	71.0629	71.0861	76.0751	80.5935	83.3037	87.7463	90.5168	89.2383	90.3542	96.8524	107.7980	112.1701

Pronóstico - Precios de Paridad del Diesel Liviano (Dólares por Barril)																
Año	Dif 3 Ult Años	% Crec en AEO	Pronóstico		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
			AEO	COPE												
2008			90.58	109.65	108.41	108.64	108.86	109.09	109.31	109.54	109.77	109.99	110.22	110.45	110.67	110.90
2009			93.05	112.65	111.37	111.60	111.84	112.07	112.30	112.53	112.77	113.00	113.23	113.46	113.69	113.93
2010			95.59	115.73	114.41	114.65	114.89	115.13	115.37	115.61	115.85	116.09	116.32	116.56	116.80	117.04
2011			98.20	118.89	117.54	117.79	118.03	118.28	118.52	118.77	119.01	119.26	119.50	119.75	119.99	120.24
2012			100.89	122.14	120.75	121.00	121.26	121.51	121.76	122.01	122.26	122.52	122.77	123.02	123.27	123.52
2013			103.64	125.47	124.05	124.31	124.57	124.83	125.09	125.34	125.60	125.86	126.12	126.38	126.64	126.90
2014			106.48	128.90	127.44	127.71	127.97	128.24	128.50	128.77	129.04	129.30	129.57	129.83	130.10	130.36
2015	1.21	2.27%	109.38	132.42	130.92	131.20	131.47	131.74	132.01	132.29	132.56	132.83	133.11	133.38	133.65	133.93
2016			112.37	136.04	134.50	134.78	135.06	135.34	135.62	135.90	136.18	136.46	136.74	137.02	137.30	137.59
2017			115.44	139.76	138.17	138.46	138.75	139.04	139.33	139.62	139.90	140.19	140.48	140.77	141.06	141.34
2018			118.60	143.58	141.95	142.25	142.54	142.84	143.13	143.43	143.73	144.02	144.32	144.61	144.91	145.21
2019			121.84	147.50	145.83	146.13	146.44	146.74	147.04	147.35	147.65	147.96	148.26	148.57	148.87	149.17
2020			125.17	151.53	149.81	150.12	150.44	150.75	151.06	151.37	151.69	152.00	152.31	152.62	152.94	153.25
2021			128.59	155.67	153.90	154.23	154.55	154.87	155.19	155.51	155.83	156.15	156.47	156.79	157.12	157.44
2022			132.10	159.92	158.11	158.44	158.77	159.10	159.43	159.76	160.09	160.42	160.75	161.08	161.41	161.74

Histórico - Precios de Paridad del Diesel Marino (Dólares por Barril)																
Año	% Crec en AEO	Promedio		Δ vs Estim	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
		AEO	Real													
2004			45.7109		39.5118	40.3228	39.5636	38.9656	41.3577	43.0207	43.5321	47.2012	48.3619	56.6274	58.1554	51.7456
2005	0.5%	45.96	66.1332	1.44	51.5706	53.3655	58.9578	63.8186	60.2730	62.2202	67.6270	68.8410	76.8774	86.5319	74.5884	68.1103
2006	1.7%	67.27	75.1674	1.12	71.5887	72.3381	71.7451	77.1212	82.9176	79.9033	79.3613	82.7552	78.0592	68.8567	68.0442	69.1233
2007	0.2%	75.35	81.9701	1.09	65.4506	65.5263	70.0091	74.3428	77.5347	81.5892	84.1978	83.6204	84.0434	90.2339	101.4661	104.4724

Pronóstico - Precios de Paridad del Diesel Marino (Dólares por Barril)																
Año	Dif 3 Ult Años	% Crec en AEO	Pronóstico		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
			AEO	COPE												
2008			84.23	102.31	101.14	101.36	101.57	101.78	102.00	102.21	102.42	102.63	102.85	103.06	103.27	103.48
2009			86.55	105.13	103.93	104.15	104.37	104.59	104.81	105.02	105.24	105.46	105.68	105.90	106.12	106.34
2010			88.93	108.03	106.79	107.02	107.24	107.47	107.69	107.92	108.14	108.37	108.59	108.82	109.04	109.27
2011			91.38	111.01	109.74	109.97	110.20	110.43	110.66	110.89	111.12	111.35	111.58	111.81	112.04	112.28
2012			93.90	114.06	112.76	113.00	113.23	113.47	113.71	113.95	114.18	114.42	114.66	114.89	115.13	115.37
2013			96.49	117.21	115.87	116.11	116.35	116.60	116.84	117.08	117.33	117.57	117.82	118.06	118.30	118.55
2014			99.15	120.44	119.06	119.31	119.56	119.81	120.06	120.31	120.56	120.81	121.06	121.31	121.56	121.81
2015	1.21	2.29%	101.88	123.75	122.34	122.60	122.85	123.11	123.37	123.62	123.88	124.14	124.40	124.65	124.91	125.17
2016			104.68	127.16	125.71	125.97	126.24	126.50	126.77	127.03	127.30	127.56	127.82	128.09	128.35	128.62
2017			107.57	130.67	129.17	129.44	129.72	129.99	130.26	130.53	130.80	131.07	131.35	131.62	131.89	132.16
2018			110.53	134.27	132.73	133.01	133.29	133.57	133.85	134.13	134.41	134.69	134.96	135.24	135.52	135.80
2019			113.58	137.97	136.39	136.67	136.96	137.25	137.53	137.82	138.11	138.40	138.68	138.97	139.26	139.54
2020			116.71	141.77	140.14	140.44	140.73	141.03	141.32	141.62	141.91	142.21	142.50	142.80	143.09	143.39
2021			119.92	145.67	144.01	144.31	144.61	144.91	145.22	145.52	145.82	146.13	146.43	146.73	147.04	147.34
2022			123.22	149.69	147.97	148.28	148.60	148.91	149.22	149.53	149.84	150.15	150.46	150.77	151.09	151.40



Histórico - Precios de Paridad del Bunker C (Dólares por Barril)																
Año	% Crec en AEO	Promedio		Δ vs Estim	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
		AEO	Real													
2004			29.4415		27.2088	27.5209	27.8190	28.6373	30.1220	31.4580	29.1069	29.7673	29.6066	33.3237	33.1425	25.6247
2005	0.5%	29.60	40.9386	1.38	30.8983	32.0115	34.2624	38.2942	41.4045	41.6394	43.0041	42.8645	47.0131	49.5176	45.9189	43.8645
2006	1.7%	41.64	50.8017	1.22	48.9755	52.8972	51.4271	53.3210	56.0631	53.3128	52.0941	55.9413	51.8512	44.7360	45.0198	44.1938
2007	0.2%	50.92	57.1818	1.12	42.9988	43.2894	45.7505	49.3405	54.4546	56.9601	58.9210	61.1470	58.8000	63.7594	75.5728	74.2280

Pronóstico - Precios de Paridad del Bunker C (Dólares por Barril)																
Año	Dif 3 Ut Años	% Crec en AEO	Pronóstico		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
			AEO	COPE												
2008	1.24	2.48%	58.89	73.14	72.23	72.40	72.56	72.73	72.89	73.06	73.22	73.39	73.55	73.72	73.88	74.05
2009			60.65	75.33	74.39	74.56	74.73	74.90	75.07	75.24	75.41	75.58	75.75	75.92	76.09	76.26
2010			62.47	77.58	76.62	76.79	76.97	77.14	77.32	77.49	77.67	77.84	78.02	78.20	78.37	78.55
2011			64.34	79.90	78.91	79.09	79.27	79.45	79.63	79.81	79.99	80.17	80.35	80.53	80.71	80.90
2012			66.26	82.29	81.27	81.46	81.64	81.83	82.01	82.20	82.39	82.57	82.76	82.94	83.13	83.32
2013			68.24	84.76	83.70	83.89	84.09	84.28	84.47	84.66	84.85	85.04	85.23	85.43	85.62	85.81
2014			70.29	87.29	86.21	86.40	86.60	86.80	87.00	87.19	87.39	87.59	87.78	87.98	88.18	88.38
2015			72.39	89.90	88.79	88.99	89.19	89.39	89.60	89.80	90.00	90.21	90.41	90.61	90.82	91.02
2016			74.56	92.59	91.44	91.65	91.86	92.07	92.28	92.49	92.70	92.91	93.11	93.32	93.53	93.74
2017			76.79	95.36	94.18	94.39	94.61	94.82	95.04	95.25	95.47	95.69	95.90	96.12	96.33	96.55
2018			79.08	98.21	97.00	97.22	97.44	97.66	97.88	98.10	98.33	98.55	98.77	98.99	99.21	99.43
2019			81.45	101.15	99.90	100.13	100.35	100.58	100.81	101.04	101.27	101.50	101.72	101.95	102.18	102.41
2020			83.89	104.18	102.89	103.12	103.36	103.59	103.83	104.06	104.30	104.53	104.77	105.00	105.24	105.47
2021	86.39	107.30	105.96	106.21	106.45	106.69	106.93	107.18	107.42	107.66	107.90	108.14	108.39	108.63		
2022	88.98	110.51	109.13	109.38	109.63	109.88	110.13	110.38	110.63	110.88	111.13	111.38	111.63	111.88		



Handwritten signature or initials.

2. Gas Natural (GN)

La prospectiva de precios a utilizar para la entrega de GN en planta 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 \$2.51/MBTU por gasoducto.

Precios del Gas Natural Comprimido (GNC) desde Cartagena							
Año	Exportación			CIF Panamá - Gasoducto			
	Sem 1 \$/MBTU	Sem 2 \$/MBTU	Prom. \$/MBTU	UPME		COPE	
				Transp. USD	Precio \$/MBTU	% Crec	Precio \$/MBTU
2008	3.16	3.22	3.19	2.51	5.70		5.70
2009	3.16	3.14	3.15	2.51	5.66	3.09	5.87
2010	3.09	3.06	3.08	2.51	5.59		6.05
2011	2.99	2.88	2.93	2.51	5.44		6.24
2012	2.83	2.79	2.81	2.51	5.32		6.43
2013	2.74	2.68	2.71	2.51	5.22		6.63
2014	2.65	2.67	2.66	2.51	5.17		6.84
2015	2.64	2.73	2.69	2.51	5.20		7.05
2016	2.70	2.78	2.74	2.51	5.25		7.27
2017	2.75	2.82	2.78	2.51	5.29		7.49
2018	2.79	2.83	2.81	2.51	5.32		7.72
2019	2.81	2.88	2.84	2.51	5.35		7.96
2020	2.85	2.91	2.88	2.51	5.39	8.20	



3. 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
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



B. Referencias de Proyectos Hidroeléctricos

Resumen del Estatus de las Concesiones Hidroeléctricas Solicitadas al ERSP ó ASEP									
Cant.	MW	1. Obtención de Concesión Provisional			Concesiones Hidroeléctricas Solicitadas				
		Provincia	Total	Actual	Cant.	MW	Cant.	MW	
1	1.000	1.1 Solicitud de concesión hidroeléctrica	ANSP	Bocas del Toro	13	889.670	5	824.000	
42	816.284	1.2 Certificación de conducencia de uso de agua	ANAM	Coclé	6	17.844	5	13.930	
		1.3 Concesión Provisional	ANSP	Colón	5	14.642	2	9.821	
8	70.272	2. Obtención de Concesión Final			Chiriquí	87	1,714.626	64	1,338.130
3	70.550	2.1 Estudio de Impacto Ambiental (EIA) presentado	Promotor	Darién					
16	499.507	2.2 Concesión de Uso de Aguas (CUA) aprobado	ANAM	Herrera					
		2.3 Estudio de Impacto Ambiental (EIA) aprobado	ANAM	Los Santos					
4	297.186	2.4 CUA & EIA aprobados	ANAM	Panamá	4	279.130	2	272.330	
3	39.76	2.5 Contrato de Interconexión aprobado	Etesa ó Distrib.	Veraguas	23	326.863	11	145.578	
13	846.030	2.6 Fianza de Cumplimiento presentada	Promotor						
		2.7 Contrato de Concesión de Generación (CCG)	ANSP	Kuna Yala					
		2.8 Refrendo del CCG - Contralor General de la República	CGR	Gñóbe Buglé					
		2.9 CCG Definitivo	ANSP	Multi Provincial	4	236.800	1	36.800	
24	284.632	3. Concesión de Generación No Otorgada			Total Solicitado	142	3,479.575	90	2,640.589
28	554.354	3.1 Solicitud Cancelada ó Plazo Vencido	ANSP						
		3.2 CCG Denegado	ANSP						

Datos de la ANSP y ANAM al: 31-Dic-07

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 depuradas con la ANSP y la ANAM.

Provincia	Proyecto	Rio(s)	Coordenadas UTM		Promotor		Resolución(es) ERSP (JD) ANSP (AN)	Estatus de la Concesión	Capacidad Instalada MW	Sub Totales
			Sitio de Derivación (DE) Sitio de Presa (PR) Cámara de Carga (CC) Casa de Máq. (CM) Restitución de Aguas (RA)	Empresa	Representante Legal (RL) Teléfonos, Dirección, E-Mail					
Bocas del Toro	Alto Culubre	Culubre	PR: 1 005 500 m N - 304 700 m E CC: 1 005 650 m N - 306 000 m E CM: 1 005 800 m N - 306 015 m E RA: 1 005 820 m N - 306 020 m E	Sr. Rubén H. Levy	Sr. 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 Chica	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	Sr. Donaldó Pérez Róbinson	Sr. Donaldó Pérez Róbinson Avenida Domingo Díaz, Galera El Crisol Local 8 Tel: 217-3285	AN 172-Elec de 01/ago/06	Denegada	6.700		
	Bonyic	Oda. Bonyic		Hydro Ecológica del Teribe, S.A.	RL: César Luis Romero Alvarado / Jorge Alberto García Londoño World Trade Center Panama, Piso 7, Ofic. 704 Tel: 758-8365 / 758-8291 / 264-2619 / 214-8525 Tel: 214-6366 Fax: 758-6068 / 264-2647 cromero@chiriqui.com cal@cwpanama.net www.hidroecologica.com	JD-1497 de 12/ago/99 JD-1590 de 01/oct/99 JD-3660 de 18/dic/02 JD-5169 de 30/mar/05 AN 1254-Elec de 30/oct/07	Otorgada En Construcción Plazo: 28/feb/10	30.000		
	Caño Clarito	Sin Nombre (Afluente del Caño Sucio)	PR: 992 004 m N - 356 446 m E CM: 997 196 m N - 356 189 m E RA: 997 227 m N - 356 128 m E	Bocas Genration Company, Inc.	RL: Sr. José Domingo Pitty Edificio Galhena Ofic. No. 1 Tel: 774-3116 / 775-5837 gisazar@hotmail.com	JD-4262 de 03/oct/03 JD-5730 de 16/dic/05 AN 464-Elec de 15/dic/06	Prórroga Denegada	7.500		
	Cauchero 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-3552 de 16/oct/02 JD-3953 de 21/may/03 JD-3987 de 09/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-3698 de 14/ene/03 JD-4591 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 Rio Changuinola	PR: 986 500 m N - 330 280 m E CC: 987 620 m N - 330 460 m E CM: 987 490 m N - 330 890 m E RA: 987 450 m N - 331 000 m E	Josué Levy Levy	Sr. 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: 984 700 m N - 333 100 m E CC: 985 560 m N - 332 850 m E CM: 985 690 m N - 330 050 m E RA: 985 720 m N - 333 070 m E	Josué Levy Levy	Sr. 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 Rio Changuinola	PR: 986 550 m N - 338 850 m E CC: 989 050 m N - 339 100 m E CM: 989 260 m N - 338 830 m E RA: 989 280 m N - 338 850 m E	Josué Levy Levy	Sr. 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 268-Elec de 04/sep/06	Denegada	5.100		
	Culubre II	Culubre	PR: 1 003 750 m N - 314 250 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	Sr. Rubén H. Levy	Sr. Rubén H. Levy Calle Manuel María Icaza con 3ra Torre Cosmos, Ofic. 202 Tel: 269-2948 / 269-2985 tcosmos@cwpanama.net	AN 180-Elec de 01/ago/06	Denegada	7.800		



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 depuradas con la ANSP y la ANAM.

Provincia	Proyecto	Rio(s)	Coordenadas UTM Sitio de Derivación (DE) Sitio 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) Teléfonos, 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, Ofic. 202 Tel: 269-2948 / 269-2985 tcosmos@cwpanama.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 Teribe, S.A.	RL: Sr. David Sundstrom	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/06 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 Pendiente de Firma del CCG Vence: 30 días Prórroga: 30 días + 10 días Modificaciones Otorgadas	223.000	
	Chan-500/4	Changuinola y Culubre	PR: 996 800 m N - 331 350 m E PR: 984 800 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 - 331 818 m E RA: 1 001 766 m N - 338 635 m E	Science & Technology International Corp.	RL: Sr. Luis Alberto Bartley Bourne Via Simón Bolívar, El Paical Edif. El Vigía, Apartamento No. 11, Betania Tel: 269-6338 Fax: 260-6132 stechnology@cableonda.net	JD-5774 de 06/ene/06 AN 734-Elec de 02/abr/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prórroga Otorgada Vence: 19/ene/08	313.000	
Coclé	Antón I	Antón y Oda. Potosí		Hidro Panamá, S.A.	RL: Sr. Jesús Sáiz Sanguinetti Apdo. 7376, Panamá 5, Panamá. Tel: 269-2067 Fax: 264-8493 Cel: 6676-3237	Contrato Celebrado con el Antiguo IRHE	Otorgada En Operación	1.400	17.844
	Antón II	Antón y Oda. Potosí		Hidro Panamá, S.A.	RL: Sr. Jesús Sáiz Sanguinetti Apdo. 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 turbinadas del PCH Antón II (Rio Antón y Oda. Potosí)	DE: 944 750 m N - 590 600 m E PR: 943 330 m N - 589 150 m E CM: 943 000 m N - 589 100 m E	Hidro Panamá, S.A.	RL: Sr. Jesús Sáiz Sanguinetti Apdo. 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/06 JD-5907 de 17/mar/06 AN 936-Elec de 12/jun/07 AN 1082-Elec de 21/ago/07	Firma de Contrato de Concesión Vence: 30 días	1.400	
	El Fraile	Grande	PR: 949 182 m N - 541 601 m E CC: 947 280 m N - 545 035 m E CM: 947 314 m N - 545 107 m E	Hidroibérica, S.A.	RL: Sr. José María Troitlito Tel: 271-0380 / 271-0175 eyosa@pa.inter.net	JD-3706 de 17/ene/03 JD-5158 de 10/mar/05 AN 038-Elec de 02/jun/06 AN 525-Elec de 03/ene/07	Otorgada; Fianza de Cumplimiento por consignar Vence: en 30 días	3.930	
	La Palma	Grande		Hidroibérica, S.A.	RL: Sr. José María Troitlito 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 - 540 700 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-4946 de 05/ago/04 JD-5465 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: 1 046 230 m N - 642 480 m E	Hidroibérica, S.A.	RL: Sr. José María Troitlito Tel: 271-0380 / 271-0175 eyosa@pa.inter.net	JD-4833 de 02/ago/04	Plazo Vencido	0.821	14.642
	Brazuelo	Brazuelo	PR: 1 046 350 m N - 644 660 m E PR: 1 045 890 m N - 643 925 m E CM: 1 046 230 m N - 642 480 m E RA: 1 046 230 m N - 642 480 m E	G.C. Power, S.A.		AN 1186-Elec de 05/oct/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	0.821	
	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: 1 049 661 m N - 686 772 m E	Elektra Noreste, S.A.	RL: Sr. Javier Pariente Ave Cuba, Edif Hatillo Tel: 207-0021 jpariente@elektra.com.pa	AN 060-Elec de 06/jun/06	Denegada	2.000	
	Río Indio	Indio	PR: 1 010 460 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 Hatillo Tel: 207-0021 jpariente@elektra.com.pa	JD-6001 de 19/abr/06	Solicitud Cancelada	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: 1 046 400 m N - 643 480 m E RA: 1 046 600 m N - 643 400 m E	Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	RL: Sr. Elias Entebi Calle D, El Cangrejo # 25 Tel: 263-9134 Fax: 223-2225 Contacto: Ing. Bosco Díaz (Cel: 6678-1796)	JD-1398 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 CCG	9.000	
Chiriquí	ACLA I	Agua Blanca y Oda Caña Blanca, El Bebedero	PR: 965 200 m N - 346 800 m E PR: 965 500 m N - 346 300 m E PR: 965 650 m N - 345 760 m E CC: 964 670 m N - 345 375 m E CM: 963 550 m N - 345 400 m E RA: 963 550 m N - 345 400 m E	Hydro Nacional, S.A.	RL: Juan Alberto Arias Calle 4ta, Parque Industrial Costa del Este Apartado: 0831-01752 Tel: 301-1683 jrshydro@sinfo.net	AN 326-Elec de 09/oct/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	1.500	1,714.626
	ACLA II	Agua Blanca y Oda Caña Blanca, El Bebedero		Hydro Nacional, S.A.	RL: Juan Alberto Arias Calle 4ta, Parque Industrial Costa del Este Apartado: 0831-01752 Tel: 301-1683 jrshydro@sinfo.net	AN 327-Elec de 09/oct/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	6.000	
	Alto 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 Ofic. 202 Tel: 269-2948 / 269-2985 / 263-4707 Fax: 264-4526 tcosmos@cwpanama.net	JD-5811 de 23/ene/06 AN 865-Elec de 23/may/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prórroga Concedida Vence: 23/ene/08	7.800	
	Alto Lino	Caldera	PR: 972 050 m N 341 690 m E CC: 971 800 m N 342 750 m E CM: 971 550 m N 342 620 m E	Hidroeléctrica Alto Lino, S.A.	RL: Sr. Juan Dianous - Tel: 214-4204 Tel: 720-1220 Cel: 6617-1253 Contactos: José Sánchez - Tel: 264-0753 Ing. Hernán Barsallo - Tel: 261-0100	JD-4862 de 16/ago/04 JD-5676 de 30/nov/05	Otorgada Plazo de 30 días para firmar CCG	2.000	

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 depuradas con la ANSP y la ANAM.

Provincia	Proyecto	Rio(s)	Coordenadas UTM		Promotor		Resolución(es) ERSP (JD) ANSP (AN)	Estatus de la Concesión	Capacidad Instalada MW	Sub Totales
			Sitio de Derivación (DE) Sitio de Presa (PR) Cámara de Carga (CC) Casa de Máq. (CM) Restitución de Aguas (RA)	Empresa	Representante Legal (RL) Teléfonos, Dirección, E-Mail					
Chiriquí	Algarrobos	Casita de Piedra y Oda. Algarrobos	PR: 357 710 m E - 967 800 m N PR: 355 220 m E - 965 820 m N PR: 356 155 m E - 965 910 m N CC: 357 100 m E - 965 300 m N CM: 358 000 m E - 964 452 m N	Hidroeléctrica Chiriquí, S.A.	RL: Jaime Alberto Arias/ Cristina Lewis Tel: 303-0480 / 263-5633 Poder: Ramón Ricardo Arias Porras Apdo. 2755, Balboa, Ancón Contactos: Ing. Guillermo Torres (Tel: 315-1100) Ing. Román (Tel: 315-7266 / 315-7777) hidroeléctrica_chiriqui@hotmail.com	JD-2623 de 26/ene/01 JD-3402 de 08/jul/02 JD-3462 de 21/ago/02 JD-3914 de 21/abr/03 AN 442-Elec de 06/dic/06 AN 559-Elec de 12/ene/07	Otorgada Solicitud de Prórroga Concesión Añenda Otorgada Plazos: Inicio: 26/abr/07 Operación: 26/dic/08	9.730	1,714.626	
	Asturias	Piedra	PR: 961 235 m N - 325 865 m E CC: 961 006 m N - 325 742 m E CM: 960 880 m N - 325 672 m E RA: 960 643 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 agroforest@cwpanama.com	AN 088-Elec de 22/jun/06 AN 943-Elec de 15/jun/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prórroga Otorgada Vence: en 12 meses a partir del 22/jun/07	3.000		
	Baitún	Chiriquí Viejo	PR: 958 250 m N - 299 800 m E CM: 952 300 m N - 302 500 m E	Complejo Hidroeléctrico Progreso, S.A.	RL: Sr. Ramón A. Palacios T. Calle 6613-3124 Fax: 226-0139 (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 AN 527-Elec de 05/ene/07	Prórroga Denegada	70.000		
			PR: 958 250 m N - 299 800 m E CM: 952 300 m N - 302 500 m E	Cicsa Panamá, S.A.		AN 813-Elec de 10/may/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	70.000		
	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 Celi: 613-6324 / 615-6334 tierra@sinfo.net intercarb@pananet.com	JD-1248 de 22/feb/99 JD-2659 de 22/mar/01 JD-4324 de 07/nov/03 JD-4516 de 12/feb/04 JD-5153 de 03/mar/05 AN 490-Elec de 20/dic/06 AN 584-Elec de 22/ene/07 AN 738-Elec de 03/abr/07	Se Declara la Resolución Administrativa	54.000		
			PR: 963 818.140 - 298 397.060 CC: 960 419.000 - 299 237.000 CM: 960 386.000 - 299 232.000 RA: 960 419.000 - 299 237.000	Cicsa Panamá, S.A.		AN 812-Elec de 10/may/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	54.000		
	Bajo Frío	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 Garrido 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/06	Prórroga Denegada	23.880		
			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	Fountain Intertrade, Inc.		AN 825-Elec de 11/may/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	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-4335 de 14/nov/03 JD-5061 de 09/dic/04 JD-5744 de 27/dic/05 JD-5842 de 03/feb/06 AN 731-Elec de 30/mar/07 AN 830-Elec de 16/may/07 AN 912-Elec de 05/jun/07	Otorgada & Refrendada Prórroga hasta el 24/jul/08 para inicio de construcción de obras	3.360		
	Barro Blanco	Tabasará	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. Cincuentenario, Urb. Dos Mares Tel: 236-1810	JD-5464 de 12/ago/05 AN 271-Elec de 04/sep/06 AN 390-Elec de 09/nov/06	Prórroga Denegada	19.860		
			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	Generadora del Istmo, S.A.		AN 823-Elec de 11/may/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	19.860		
	Bocalatún	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 Celi: 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/06 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 (Gris) Tel: 227-5412 / 227-5413 Fax: 227-5414 vaasvq@owpanama.net (Vergara, Anguizola y Asociados) Contacto: Srevando 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		Compañía de Inversiones Agro-Técnicas, S.A.		JD-2368 de 13/sep/00 JD-2975 de 03/oct/01	Plazo Vencido	1.200		
			PR: 981 692 m N - 305 200 m E CC: 981 663 m N - 305 187 m E CM: 980 635 m N - 304 474 m E	Café de Eleta, S.A.	RL: Sr. Fernando Eleta Tel: 227-0444 Tel/Fax: 227-0487 gmi@ply.com Contacto: Ing. Bosco Díaz (Celi: 6678-1796)	JD-4947 de 29/sep/04	Otorgada Plazo de 30 días para firmar Contrato de CUA	0.550		
Caldera	Caldera	PR: 955 225 m N - 347 160 m E CC: 953 610 m N - 348 645 m E CM: 952 770 m N - 350 480 m E RA: 952 770 m N - 350 410 m E	Caldera Power Inc.	RL: Juan francisco Pardini Calle 50, Edificio Plaza 2000, Piso 10 Tel: 223-7222 Fax: 264-4730 panaeeo46@yahoo.com.ex	AN 087-Elec de 22/jun/06 AN 1080-Elec de 21/ago/07	EIA Entregado Prórroga: 12 meses ad. A Partir de: 23/jun/07	6.109			
Chiriquí (El Corro)	Esti, Chiriquí, Cochea y Papayal	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 29/ago/01 JD-4259 de 03/oct/03	Plazo Vencido	56.000			



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 depuradas con la ANSP y la ANAM.

Provincia	Proyecto	Rio(s)	Coordenadas UTM		Promotor		Resolución(es) ERSR (JD) ANSP (AN)	Estatus de la Concesión	Capacidad Instalada MW	Sub Totales
			Sitio de Derivación (DE) Sitio de Presa (PR) Cámara de Carga (CC) Casa de Máq. (CM) Restitución de Aguas (RA)	Empresa	Representante Legal (RL) Teléfonos, Dirección, E-Mail					
Chiriquí	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	Hydro Boquerón, S.A.	RL: Sr. Alberto Dayan H.	JD-4962 de 29/sep/04 JD-5773 de 06/ene/06	Solicitud Cancelada	7.920	1,714.626	
			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	Green Leaf International Investment, Corp.		AN 822-Elec de 11/may/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	7.920		
	Chorcha	Chorcha	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 Ofic. 202 Tel: 269-2948 / 269-2985 / 263-4707 Fax: 264-4526 lcosmos@cwpanama.net	JD-5844 de 09/feb/06 AN 771-Elec de 20/abr/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses Prorroga Otorgada Vence: 23/feb/08	3.900		
	Chuspa	Piedra, Chuspa y Oda. 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 - 326 350 m E CM: 955 250 m N - 326 200 m E	Hydro Boquerón, S.A.	RL: Sr. Raimundo Casimiro López Arango	JD-4995 de 15/oct/04	Plazo Vencido	6.657		
			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	Productores Energéticos, S.A.	RL: Sr. Raimundo Casimiro López Arango	JD-5986 de 18/abr/06 AN 562-Elec de 16/ene/07	Solicitud Abandonada por el Promotor	6.600		
	Cochea	Cochea y Oda. 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 Pardini Boyd Tel: 263-4400 Fax: 269-9458	JD-3559 de 24/nov/02 JD-4644 de 23/abr/04 JD-5127 de 24/ene/05 JD-5821 de 23/ene/06	En Trámite EIA en Evaluación Vence: 25/nov/06	6.000		
	Cochea 2	Cochea	PR: 956 025 m N - 340 575 m E CC: 953 839 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 Pardini Edificio Plaza 2000, Calle 50, Piso 10 Ciudad de Panamá Tel: 223-7222 Fax: 264-4730 panaageo46@yahoo.com.ex	JD-5498 de 31/ago/05 AN 379-Elec de 02/nov/06	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 Diaz, Urbanización Jardín Olímpico Tel: 217-2237 RL: Alejandro Hanono Edif. Torre Banco Aliado, Piso 15, Ofic. C-D Tel: 263-4400 Fax: 269-9458 panaageo@cwpanama.net Info@Vicons.com	JD-3595 de 07/nov/02 JD-4445 de 23/dic/03 JD-5045 de 01/dic/04 JD-5219 de 15/abr/05 JD-5566 de 29/sep/05	Otorgada	8.700		
	Cuchilla	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. Leosmar Alberto Tristan	JD-3632 de 28/nov/02 JD-4447 de 23/dic/03 JD-4968 de 29/sep/04 JD-5841 de 03/feb/06	En Trámite ANAM solicitó información complementaria Vence: 19/dic/06	9.650		
	Cuesta de Piedra	Macho de Monte	PR: 957 550 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	Hydro-Agua de Luna, S.A.	RL: Fidia Marelis Arauz Calle 41, Bella Vista Edificio Tauro, P. Baja, Ofic. 101 Tel: 227-1054 Fax: 227-1064 hidropower@gmail.com	AN 029-Elec de 31/may/06 AN 964-Elec de 28/jun/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses Prorroga: 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		
	El Alto	Chiriquí Viejo	PR: 968 900 m N - 298 400 m E CM: 965 300 m N - 298 000 m E RA: 965 300 m N - 298 000 m E	Hydro Caisán, S.A.	RL: Sr. Arturo Ramírez Edif. Banco de Boston 302 Tel: 264-2619 / 223-3023 TelFax: 265-2731 aramirez@cai.cwpanama.net	JD-3594 de 07/nov/02 JD-4334 de 14/nov/03 JD-5060 de 09/dic/04 JD-5817 de 23/ene/06 AN 315-Elec de 29/sep/06	Aprobado Pendiente de Firma del CCG Vence: 30/nov/06	60.000		
	El Breque	Breque y Macho de Monte	PR: 957 850 m N - 324 500 m E CC: 956 600 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 Casimiro López Arango Parque Industrial Costa del Este, Calle 1ra, Ofic. 121 Tel: 271-0137 / 271-0138 diprosa@cableonda.net	JD-4965 de 29/sep/04 JD-5840 de 09/nov/05 JD-5890 de 08/mar/06 AN 319-Elec de 05/oct/06	Solicitud Cancelada	2.698		
	El Porvenir Norte	Piedra	DE: 941 121 m N - 323 811 m E CC: 941 121 m N - 323 811 m E CM: 939 682 m N - 324 407 m E RA: 939 682 m N - 324 407 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 AN 692-Elec de 07/mar/07	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-5664 de 24/nov/05	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 21/sep/06	6.340		
	El Sindigo	Los Valles	PR: 966 513 m N - 350 227 m E CM: 963 850 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 AN 117-Elec de 30/jun/06	Aprobado Pendiente de Firma del CCG Vence: 15/may/05	10.000		
	Esti (Guasqitas - Canjilones)	Río Chiriquí y Oda. Barrigón		AES Panamá, S.A.		JD-1084 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-1039 de 18/sep/98 AN 763-Elec de 18/abr/07	Otorgada En Operación	47.200		
	Fortuna	Chiriquí		Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S. A.		JD-1036 de 18/sep/98	Otorgada En Operación	300.000		
	Gariché	Gariché	PR: 962 470 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	Hydro Gariché, S.A.	RL: Sr. Fidia Marelis Arauz Calle 41, Bella Vista Edificio Tauro, Planta B., Ofic. 101 Tel: 227-1054 Fax: 227-1064 hidropower@gmail.com.	AN 179-Elec de 01/ago/06 AN 380-Elec de 02/nov/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	6.471		



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

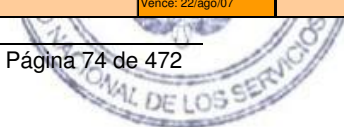
Nota: Con excepción de la columna "Estatus de la Concesión", las celdas sombreadas en rosado están siendo depuradas con la ANSP y la ANAM.

Provincia	Proyecto	Rio(s)	Coordenadas UTM		Promotor		Resolución(es) ERSAP (JD) ANSP (AN)	Estatus de la Concesión	Capacidad Instalada MW	Sub Totales
			Sitio de Derivación (DE) Sitio de Presa (PR) Cámara de Carga (CC) Casa de Máq. (CM) Restitución de Aguas (RA)	Empresa	Representante Legal (RL) Teléfonos, Dirección, E-Mail					
Chiriquí	Gualaca	Central Canjilones (Esti)			Bontex, S.A.	RL: Sra. Vielka de Barraza Tel: 223-0083 Cel: 6622-7581	JD-2939 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 CUJA por aprobar Vence: 19/jun/06 Prórroga: 15/jul/06	20.000	1,714.626
	Gualaquita	Gualaca	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: 269-2948 / 269-2985 / 263-4707 Fax: 264-4526 tcosmos@cwpanama.net	JD-5881 de 23/feb/06 AN 817-Elec de 11/may/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prórroga Concedida Vence: 07/mar/08	2.340	
	Hidroeléctrica Quebrada Los Negros	Oda. Los Negros	PR: 963 700 m N - 344 950 m E CC: 963 350 m N - 345 375 m E CM: 962 300 m N - 345 875 m E RA: 962 290 m N - 345 875 m E		Energy Solutions, Inc.	RL: Sra. Rosa Raquel Ríos Espinosa	AN 793-Elec de 02/may/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	1.000	
	La Fé	Caisán	PR: 961 359 m N - 300 830 m E CC: 960 552 m N - 299 681 m E CM: 960 440 m N - 299 765 m E RA: 960 391 m N - 299 732 m E		Ing. Hernán G. Cely Ruiz	Sr. Juan Alberto Alvarez M. Sun Tower Mall, Ofic 55, Ave. Ricardo J. Alfaro Tel: 236-0286 / 236-0287 / 613-4269 financial1@cwpanama.net	JD-5328 de 06/jun/05 AN 189-Elec de 02/ago/06	Proyecto Fusionado con "Renacimiento" bajo P.C.H. Renacimiento	3.400	
	Las Perlas Norte	Piedra	DE: 946 718 m N - 323 533 m E CC: 946 718 m N - 323 533 m E CM: 943 813 m N - 323 066 m E RA: 943 813 m N - 323 066 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 Lewia info@vicons.com	JD-4919 de 21/sep/04 JD-5630 de 31/oct/05 AN 667-Elec de 23/feb/07 AN 1207-Elec de 15/oct/07	EIA Aprobado Prórroga: 12 meses ad. Vence: 24/sep/08	6.430	
	Las Perlas Sur	Piedra	DE: 943 784 m N - 323 077 m E CC: 943 784 m N - 323 077 m E CM: 941 150 m N - 323 800 m E RA: 941 150 m N - 323 800 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 AN 668-Elec de 23/feb/07 AN 1206-Elec de 15/oct/07	EIA Aprobado Prórroga: 12 meses ad. Vence: 24/sep/08	6.430	
	Las Vueltas	Oda. Las Vueltas y Chiriquí Viejo	PR: 958 241 m N - 298 046 m E CC: 957 178 m N - 299 507 m E CM: 957 042 m N - 300 018 m E RA: 953 948 m N - 300 081 m E		P.C.H. Las Vueltas, Corp.	RL: Sr. Hernán G. Cely R. San Mateo - Altos Los Lagos, # 35 David, Chiriquí Tel 774-5969 / 674-0240 hgcelly@cablenet.co	JD-5354 de 16/jun/05 AN 061-Elec de 7/jun/06 AN 972-Elec de 02/jul/06	En Trámite EIA en Evaluación Prórroga Otorgada Vence: 24/sep/07	4.150	
	Lorena (Los Añiles)	Chiriquí y Afluentes	PR: 939 532 m N - 356 585 m E CC: 934 666 m N - 353 216 m E CM: 934 650 m N - 353 210 m E RA: 934 066 m N - 353 3046 m E		Alternegy, S.A.	RL: Sr. Arturo R. Algodona G. Tel: 261-3552, 672-1373 y 601-7581 Fax: 229-8352	JD-5214 de 13/abr/05 AN 007-Elec de 09/may/06 AN 650-Elec de 13/feb/07 AN 1098-Elec de 31/ago/07	Firma de Contrato de Concesión Vence: 30 días	35.000	
	Los Añiles	Estí 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 29/nov/00 JD-2928 de 29/ago/01 JD-4258 de 03/oct/03	Plazo Vencido	35.000	
	Los Ladrillos	Gualaca	PR: 946 175 m N - 364 525 m E CC: 942 125 m N - 363 900 m E CM: 941 485 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 691-9876 (Alejandro Hanono) Bulevar San Antonio. Calle D. Casa 94 leonidas280@cwpanama.net panageo@cwpanama.net	JD-5300 de 25/may/05 AN 042-Elec de 5/jun/06 AN 653-Elec de 13/feb/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prórroga: 7 meses Prórroga: 9 meses ad.	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 Atencio 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: 945 650 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 Francoi, 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 AN 177-Elec de 01/ago/06	Aprobado Pendiente de Firma del COG Vence: 30 días	4.186	
	Los Planetas 2	David	PR: 942 050 m N - 345 575 m E CC: 940 300 m N - 345 000 m E CM: 939 950 m N - 344 950 m E		Salto del Francoi, S.A.	RL: Sr. Eduardo Miró Avila Tel: 264-3505 Fax: 264-3611	JD-5074 de 21/dic/04 JD-5854 de 16/feb/06 AN 781-Elec de 24/abr/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 04/ene/07 Prórroga: 12 meses Vence: 04/ene/08	3.727	
	Los Valles	Caldera			Empresa de Generación Eléctrica Chiriquí, S.A.		JD-1038 de 18/sep/98 AN 764-Elec de 18/abr/07	Otorgada En Operación	54.760	
	Macano	Piedra, Bonilla, y Oda. Paraiso	PR: 954 350 m N - 325 450 m E PR: 954 300 m N - 326 000 m E PR: 954 150 m N - 326 150 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	
					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/06 AN 666-Elec de 23/feb/07 AN 1002-Elec de 17/jul/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prórroga: 4 meses ad. Vence: 06/nov/07	5.800	
	Macho de Monte	Macho de Monte			Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	EDECHI (Unión Fenosa)	JD-1041 de 18/sep/98	Otorgada En Operación	0.770	
Mendre	Chiriquí	PR: 958 455 m N - 351 770 m E CC: 956 191 m N - 351 206 m E CM: 956 027 m N - 351 259 m E		Caldera Energy Corp.	RL: Sr. Ricarurte 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 jrbrenes@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/06	Otorgada: Cumplimiento Vence: 15/oct/06	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, Bella Vista, Edif. Nueva Era Tel: 225-8188 / 515-6858 panageo@cwpanama.net	AN 089-Elec de 22/jun/06 AN 1042-Elec de 06/ago/07	EIA Presentado Prórroga Otorgada Vence: en 12 meses ad.	13.174		
Minicentral Hidroeléctrica Mado	Caldera	PR: 966 050 m N - 335 650 m E CC: 976 680 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. 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 175-Elec de 01/ago/06	Denegada	0.850		

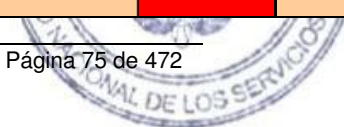
Proyectos Hidroeléctricos - Concesiones Tramitadas con Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) ó Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

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

Provincia	Proyecto	Rio(s)	Coordenadas UTM Sitio de Derivación (DE) Sitio 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) Teléfonos, Dirección, E-Mail				
Chiriquí	Monte Lirio	Chiriquí Viejo	PR: 973 348 m N - 308 110 m E RA: 969 558 m N - 299 565 m E	Electron Investment, S.A.	RL: Sr. Fernando Eleta Tel: 227-0444 TelFax: 227-0487 electron@cableonda.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/06 AN 340-Elec de 13/oct/06	Otorgada; Fianza de Cumplimiento por consignar Vence: en 30 días	51.650	1,714.626
	Palmira	Colgá y Quisigá, Qdas Eliot y El Emporio	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 Palmira, S.A.	RL: Sr. Leonidas Manuel Rodríguez Tel: 266-1869 y 691-9876 (Alejandro Hanono) Bulevar San Antonio, Calle D, Casa 94 leonidas280@cwpanama.net panageo@cwpanama.net	JD-5340 de 10/jun/05 AN 176-Elec de 01/ago/06 AN 323-Elec de 06/oct/06	Prórroga Denegada	6.031	
		Colgá y Quisigá	PR: 962 865 m N - 340 485 m E PR: 962 675 m N - 338 750 m E CC: 961 300 m N - 362 750 m E CM: 960 900 m N - 339 700 m E RA: 960 870 m N - 339 700 m E	Boquete Energy, Inc.		AN 824-Elec de 11/may/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	6.031	
	Palo Alto	Palo Alto	PR: 972 370 m N - 342 636 m E CC: 971 823 m N - 342 600 m E CM: 971 675 m N - 342 694 m E RA: 971 668 m N - 342 696 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.	Oda, Jaramillo y Qda. Manuela	PR: 970 489 m N - 346 025 m E PR: 969 825 m N - 346 250 m E CC: 970 200 m N - 345 900 m E CM: 969 500 m N - 345 200 m E RA: 969 490 m N - 345 190 m E	Panamá Hydro Power, Inc.	RL: Sr. Walter Arturo McGowen Calle Elvira Méndez y 52 Edificio Vallarino Piso 1 Tel: 263-7555 Fax 263-7555 Cel: 6613-2754 wmcgowen@cwpanama.net jrshydro@sinfo.net	JD-5726 de 15/dic/05 AN 679-Elec de 01/mar/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prórroga Otorgada Vence: 15/dic/07	32.500	
	Pando	Chiriquí Viejo	PR: 973 330 m N - 314 170 m E RA: 973 362 m N - 308 188 m E	Electron Investment, S.A.	RL: Sr. Fernando Eleta Tel: 227-0444 TelFax: 227-0487 electron@cableonda.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 178-Elec de 01/ago/06 AN 341-Elec de 13/oct/06	Otorgada; 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 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 Viola Luttrell de Lisac Via Argentina No. 52, Ofic. 10B (Copimax) Ciudad de Panamá Tel: 269-4030 Fax: 269-1815 intercarb1@cableonda.net laminageneracion@cableonda.net	JD-1248 de 22/feb/99 JD-2659 de 22/mar/01 JD-4315 de 24/oct/03 JD-5396 de 05/jul/05	Otorgada; Fianza de Cumplimiento por consignar Vence: en 30 días	5.000	
	Palo Alto	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 Concurrencia de Uso de Agua en Trámite	1.000	
	Pedregalito	Chico	PR: 939 104 m N - 324 562 m E CC: 938 104 m N - 325 041 m E CM: 935 874 m N - 325 562 m E RA: 935 829 m N - 325 562 m E	Generadora Pedregalito, S.A.	RL: Sr. Humberto F. Alvarez Sánchez Calle 43 Bella Vista, Edif. Nueva Era Tel: 225-8188 / 515-6858 panageo@cwpanama.net	JD-5299 de 25/may/05 AN 043-Elec de 05/jun/06 AN 659-Elec de 23/feb/07 AN 1104-Elec de 04/sep/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prórroga: 7 meses Prórroga: 6 meses ad. Prórroga: 6 meses ad. A partir de 24/feb/07	20.089	
	P.C.H. Renacimiento (Fusión de La Fé & Renacimiento)	Caizán	PR: Lon: 962 866.50 - Lat: 301 305.60 CM: Lon: 960 677.10 - Lat: 298 953.80 RA: Lon: 960 647.00 - Lat: 298 950.40	P.C.H. Renacimiento, Corp.		AN 916-Elec de 07/jun/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 25/oct/07	9.900	
	Potrerillos	Segundo y Tercer Brazo del Rio Cochea	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 Wizinzer Edif Torre Banco Aliado, Piso 15, Ofic C-D Tel: 263-4400 Fax: 269-9458 panageo@cwpanama.net	JD-5038 de 24/nov/04 AN 251-Elec de 25/ago/06 AN 1208-Elec de 15/oct/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prórroga Otorgada Vence: 05/sep/08	4.174	
	Prudencia (El Corro)	Chiriquí y Afluentes	PR: 933 500 m N - 353 931 m E CM: 931 174 m N - 351 969 m E RA: 928 559 m N - 349 824 m E	Alternegy, S.A.	RL: Sr. Arturo R. Algodona 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 AN 638-Elec de 12/feb/07 AN 1229-Elec de 24/oct/07	Otorgada; Fianza de Cumplimiento por consignar Vence: en 30 días	54.000	
	Remigio Rojas	Chico				AN 1268-Elec de 01/nov/07			
	Renacimiento	Caizán	PR: 963 487.6 m N - 302 024.7 m E CC: 962 009.4 m N - 300 854.2 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 Martinez	JD-5852 de 16/feb/06	Proyecto Fusionado con "La Fé" bajo P.C.H. Renacimiento	3.800	
	RP-490	Macho de Monte y Piedra	PR: 952 150 m N - 324 480 m E PR: 952 160 m N - 324 847 m E CC: 950 572 m N - 324 790 m E CM: 949 950 m N - 324 465 m E RA: 949 950 m N - 324 465 m E	Hidro Piedra, S.A.		AN 628-Elec de 05/feb/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	10.500	
	San Andrés	Gariché		Fuerza Hidráulica del Caribe, S.A.		JD-3556 de 24/oct/02 JD-4448 de 23/dic/03	Plazo Vencido	5.300	
Río Caña, Oda. La Paja, Oda. La Mojana		PR: 960 584 m N - 301 462 m E PR: 958 785 m N - 300 870 m E CC: 958 694 m N - 300 741 m E CM: 958 460 m N - 300 716 m E RA: 958 442 m N - 300 718 m E	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	RL: Sr. Juan Francisco Pinto Via España, Corregimiento de Bella Vista Edificio El Cangrejo Tel: 264-7337 juanfrancisco_pinto@yahoo.es	JD-5466 de 12/ago/05 AN 808-Elec de 08/may/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses Prórroga Otorgada Vence: 22/ago/07	4.900		



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 depuradas con la ANSP y la ANAM.									
Provincia	Proyecto	Rio(s)	Coordenadas UTM	Promotor		Resolución(es) ERSAP (JD) ANSP (AN)	Estatus de la Concesión	Capacidad Instalada MW	Sub Totales
			Sitio de Derivación (DE) Sitio de Presa (PR) Cámara de Carga (CC) Casa de Máq. (CM) Restitución de Aguas (RA)	Empresa	Representante Legal (RL) Teléfonos, Dirección, E-Mail				
Chiriquí	San Andrés II	Gariche		Josué Levy Levy	Sr. 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 205-Elec de 08/ago/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	6.800	1,774.626
	San Lorenzo	Fonseca	PR: 933 575 m N - 379 640 m E CC: 928 431 m N - 381 160 m E CM: 926 980 m N - 381 370 m E RA: 926 980 m N - 381 310 m E	Hidroeléctrica San Lorenzo, S.A.	RL: Ignacio Cueva Valdivia	JD-5336 de 09/jun/05 AN 188-Elec de 02/ago/06 AN 956-Elec de 21/jun/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prorroga Otorgada Vence: 20/jun/08	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 Ofic. 202 Tel: 269-2948 / 269-2985 / 263-4707 Fax: 264-4526 tcosmos@cwpanama.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	Panama Hydroelectrical Development Co., S.A.	RL: Rodrigo Augusto Vives Ruiz	AN 262-Elec de 31/ago/06 AN 1203-Elec de 15/oct/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prorroga: 6 meses A partir de 01/sep/07	25.600	
	Tabasará I	Tabasará		Consortio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.		JD-1483 de 30/jul/99 JD-2310 de 22/ago/00	Solicitud 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: 236-5359	JD-5562 de 21/sep/05 AN 573-Elec de 18/ene/07	Prórroga Denegada	2.000	
	Terra 2 - Miraflores	Candela	PR: 979 688 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: 236-5360	JD-5732 de 16/dic/05 AN 524-Elec de 03/ene/07	Solicitud Abandonada por el Promotor	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: 236-5361	JD-5603 de 24/oct/05 AN 665-Elec de 23/feb/07	Prórroga Denegada	1.000	
	Terra 4 - Tizingal	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: 236-5362	JD-5729 de 16/dic/05	Nombre Cambiado a Hidroeléctrica Tizingal	4.500	
	Tizingal	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	Hidroeléctrica Tizingal, S.A.		AN 572-Elec de 18/ene/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prorroga: 12 meses Vence: 22/dic/07	4.500	
Panamá	Central de Bayano	Bayano		Empresa de Generación Eléctrica Bayano, S. A.		JD-1037 de 18/sep/98 AN 990-Elec de 11/jul/07	Otorgada En Operación	262.030	279.130
	El Salto	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 AN 1105-Elec de 04/sep/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prorroga: 12 meses A partir de 11/abr/07	10.300	
	Río Mamoni	Mamoni	PR: 1 027 543 m N - 704 483 m E CC: 1 024 227 m N - 706 852 m E CM: 1 024 091 m N - 706 906 m E RA: 1 024 045 m N - 706 918 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	Solicitud Cancelada	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 Amílcar Bonilla Calle de Mansión Dante, Banco Atlántico 5to piso frente a Coronado es Vida Tel: 265-2496 / 97 Fax: 269-4429 Cel: 6614-4297 / 6612-7215 jrshydro@sinfo.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 - 476 950 m E CC: 923 500 m N - 476 150 m E CM: 923 550 m N - 475 550 m E	Natural Power and Resources, S.A.	RL: Sra. Sabina González Soils Tel: 226-6555 Cel: 6681-8895	JD-4170 de 27/ago/03 JD-5075 de 21/dic/04 JD-5590 de 14/oct/05 AN 681-Elec de 02/mar/07	Otorgada; Fianza de Cumplimiento por consignar Vence: en 30 días	5.940	326.863
	Central Hidroeléctrica Santiago	Santa María		Central Hidroeléctrica Santiago, S.A.	RL: Arturo E. Algandona G.	AN 206-Elec de 08/ago/06	Prórroga Denegada	25.500	
	El Amanecer	Mulaba	PR: 942 565 m N - 489 960 m E CC: 942 600 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 Justianiani - Tel: 229-3885	JD-4961 de 29/sep/04 JD-5710 de 07/dic/05	Solicitud Cancelada	0.529	
	El Chorrillo	Barrero Grande, Qda. S/N y Qda. El Piñal	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 Justianiani - Tel: 229-3885	JD-4964 de 29/sep/04 JD-5743 de 27/dic/05	Prórroga Denegada	1.298	
	El Guayacanes	Cuay	PR: 930 725 m N - 487 750 m E CC: 929 960 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 AN 1003-Elec de 17/jul/07	EIA Presentado Prorroga: 12 meses ad. Vence: 17/abr/08	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 - 516 725 m E CM: 927 630 m N - 516 765 m E	Hidronorth, Corp.	RL: Sr. David Guevara Nieto Tel: 774-0892 Fax: 774-0892 hidronorth@hotmail.com Contacto en Panamá: Lourdes Justianiani - Tel: 229-3885	JD-4921 de 21/sep/04 JD-5711 de 07/dic/05	Solicitud Cancelada	0.881	
	La Esperanza	Bermejito	PR: 945 950 m N - 488 800 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 Justianiani - Tel: 229-3885	JD-4916 de 21/sep/04 JD-5712 de 07/dic/05 AN 735-Elec de 03/abr/07	Prórroga Denegada	2.465	



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 depuradas con la ANSP y la ANAM.

Provincia	Proyecto	Rio(s)	Coordenadas UTM	Promotor		Resolución(es) ERSP (JD) ANSP (AN)	Estatus de la Concesión	Capacidad Instalada MW	Sub Totales
			Sitio de Derivación (DE) Sitio de Presa (PR) Cámara de Carga (CC) Casa de Máq. (CM) Restitución de Aguas (RA)	Empresa	Representante Legal (RL) Teléfonos, Dirección, E-Mail				
Veraguas	La Huaca	Chico y Qda. La Soñadora	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 Justianiani - Tel: 229-3886	JD-4963 de 29/sep/04 JD-5783 de 11/ene/06 AN 489-Elec de 20/dic/06 AN 680-Elec de 01/mar/07 AN 1197-Elec de 10/oct/07	Otorgada; Fianza de Cumplimiento por consignar Vence: en 30 días	4.965	326.863
	Lalín Primera Etapa (Gatú 16.6)	Gatú	PR: 920 976 m N - 500 837 m E CM: 920 840 m N - 500 898 m E	Alternegy, S.A.	RL: Sr. Arturo R. Algodona G. Vía Veneto, Calle 55, El Cangrejo Edif. Gloriela, Primer Piso, No. 2 Tel: 223-1856 Fax: 223-1856 arturo@alternegy.net WEB www.alternegy.net	JD-4819 de 27/abr/04 JD-5627 de 31/oct/05 AN 445-Elec de 06/dic/06 AN 534-Elec de 08/ene/07	Prórroga Denegada	19.500	
	Lalín Segunda Etapa (Gatú 30.4)	Gatú	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	Alternegy, S.A.	RL: Sr. Arturo R. Algodona G. Vía Veneto, Calle 55, El Cangrejo Edif. Gloriela, Primer Piso, No. 2 Tel: 223-1856 Fax: 223-1856 arturo@alternegy.net WEB www.alternegy.net	JD-4818 de 27/abr/04 JD-5626 de 31/oct/05 AN 446-Elec de 06/dic/06 AN 539-Elec de 10/ene/07 AN 542-Elec de 10/ene/07	Prórroga Denegada	38.600	
	Lalín Tercera Etapa (Gatú 46)	Gatú	PR: 938 305 m N - 507 680 m E CC: 935 349 m N - 507 792 m E CM: 935 132 m N - 508 220 m E	Alternegy, S.A.	RL: Sr. Arturo R. Algodona G. Vía Veneto, Calle 55, El Cangrejo Edif. Gloriela, Primer Piso, No. 2 Tel: 223-1856 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	Prórroga Denegada	25.400	
	Lalín I	Gatú	PR: 920 976 m N - 500 837 m E CM: 920 830 m N - 500 894 m E	Panama Power Energy, Inc.		AN 1189-Elec de 05/oct/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	19.500	
	Lalín II	Gatú	PR: 927 816 m N - 507 634 m E CC: 927 825 m N - 508 577 m E CM: 925 955 m N - 507 001 m E	Panama Energy Finance, Inc.		AN 1188-Elec de 05/oct/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	38.600	
	Lalín III	Gatú	PR: 938 305 m N - 507 680 m E CC: 935 349 m N - 507 792 m E CM: 935 120 m N - 508 220 m E	Panama Energy Business, Inc.		AN 1187-Elec de 05/oct/07	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: en 12 meses	25.400	
	La Soledad	Santa María	PR: 927 155 m N - 493 480 m E CM: 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. Algodona G. Vía Veneto, Calle 55, El Cangrejo Edif. Gloriela, Primer Piso, No. 2 Tel: 223-1856 Fax: 223-1856 arturo@alternegy.net WEB www.alternegy.net	JD-5818 de 23/ene/06 AN 905-Elec de 30/may/07	Prórroga Denegada	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 - 469 955 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 Silva Ave. Circumbalación - J33A, Urb. Dos Mares Tel: 236-1810	AN 204-Elec de 08/ago/06	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 15/dic/05 AN 1161-Elec de 24/sep/07 AN 1287-Elec de 15/nov/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prórroga: 12 meses ad. Vence: 06/nov/08	9.500	
	Los Guayacanes	Cuay	PR: 930 725 m N - 487 750 m E CC: 929 960 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 Justianiani - Tel: 229-3885	JD-4922 de 21/sep/04	Piazo 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-3167 de 25/ene/02	Solicitud Cancelada	8.590	
	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 Silva Ave. Cincuentenario, Urb. Dos Mares Tel: 236-1810	JD-5570 de 03/oct/05 AN 391-Elec de 09/nov/06	En Trámite Desarrollo de EIA Vence: 06/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-4966 de 29/sep/04 JD-5666 de 24/nov/05 AN 523-Elec de 03/ene/07	En Trámite Desarrollo de EIA Prórroga: 12 meses Vence: 29/sep/07	5.000	
Santa María	Santa María		Consorcio Hidroeléctrico Santa María, S.A.		JD-1549 de 10/sep/99 JD-3651 de 06/dic/02 JD-3785 de 20/feb/03 JD-4589 de 24/mar/04	Solicitud Cancelada	24.000		
Multi Provincial	Coclé del Norte	Coclé del Norte	PR: 993 500 m N - 550 100 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	236.800
	Indio I	Indio	PR: 994 800 m N - 590 200 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 - 590 200 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 Btash B / Felipe A. Virzi Calle 42, Bella Vista, Edif. Rocamar, Piso 24 / Plaza Pacifica 1er 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 AN 691-Elec de 07/mar/07	Otorgada	36.800	





C. Referencias de Proyectos Eólicos

Resumen del Estatus de las Licencias Eólicas Solicitadas al ERSP ó ASEP				
Cant.	MW	1. Obtención de Licencia Provisional	Licencias Eólicas Solicitadas	
17	3,783.400	1.1 Solicitud de Licencia Eólica ANSP	Provincia	Total
		1.2 Licencia Provisional ANSP	Cant.	MW
		2. Obtención de Licencia Definitiva		Cant.
		2.1 Estudio de Impacto Ambiental (EIA) presentado Promotor		MW
		2.2 Estudio de Impacto Ambiental (EIA) aprobado ANAM		
		2.3 Contrato de Interconexión aprobado Etesa ó Distrib.		
		2.4 Fianza de Cumplimiento presentada Promotor		
		2.5 Contrato de Licencia de Generación (CLG) ANSP		
		2.6 Refrendo del CLG - Contralor General de la República CGR		
		2.7 CLG Definitivo ANSP		
		3. Licencia de Generación No Otorgada		
5	93.900	3.1 Solicitud Cancelada ó Plazo Vencido ANSP		
1	34.500	3.2 CLG Denegado ó Cancelado ANSP		
			Total Solicitado	23 3,911.800 17 3,783.400
				Datos de la ANSP y ANAM al: 31-Dic-07



Proyectos Eólicos - Licencias 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 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 Totales
			Vértice	Coordenadas UTM	Empresa	Representante Legal (RL) Teléfonos, Dirección, E-Mail				
Coclé	El Copé	La Pintada	1	546 000 m E - 954 000 m N	Parque Eólico El Copé, S.A.		JD-3993 de 10/jun/03 JD-5105 de 28/dic/04	Provisional Vence: 11/feb/05 Plazo Vencido	9.00	809.000
			2	456 000 m E - 950 000 m N						
			3	542 000 m E - 950 000 m N						
			4	542 000 m E - 954 000 m N						
	Parque Eólico El Harino	Corregimiento de El Harino, Distrito de La Pintada	1	536 000 m E - 950 000 m N	Enrilews, S.A.	RL: Sr. José Luis Iglesias Sequeiros (Presidente y Representante Legal) Calle 50, Edificio Plaza 2000 Piso 7 Bella Vista, Panamá Tel: 225-8838 / (0034) 96-514-0094 iglecu@terra.es Contacto: Ing. Carlos Bárcenas	AN 536-Elec de 08/ene/07	Provisional Vence: en 14 meses	400.00	
			2	536 000 m E - 951 000 m N						
			3	536 000 m E - 952 000 m N						
			4	537 000 m E - 952 000 m N						
			5	538 000 m E - 952 000 m N						
			6	538 000 m E - 951 000 m N						
			7	537 000 m E - 951 000 m N						
			8	537 000 m E - 950 000 m N						
Parque Eólico Toabré	Corregimiento de Toabré, Distrito de Penonomé	1	572 000 m E - 953 000 m N	Enrilews, S.A.	RL: Sr. José Luis Iglesias Sequeiros (Presidente y Representante Legal) Calle 50, Edificio Plaza 2000 Piso 7 Bella Vista, Panamá Tel: 225-8838 / (0034) 96-514-0094 iglecu@terra.es Contacto: Ing. Carlos Bárcenas	AN 570-Elec de 18/ene/07	Provisional Vence: en 14 meses	400.00		
		2	572 000 m E - 954 000 m N							
		3	572 000 m E - 955 000 m N							
		4	573 000 m E - 955 000 m N							
		5	573 000 m E - 954 000 m N							
		6	574 000 m E - 954 000 m N							
		7	574 000 m E - 953 000 m N							
		8	573 000 m E - 953 000 m N							
Colón	Parque Eólico Puerto Pilón	Corregimiento de Puerto Pilón, Distrito de Colón	1	642 000 m E - 1 033 000 m N	Enrilews, S.A.	RL: Sr. José Luis Iglesias Sequeiros (Presidente y Representante Legal) Calle 50, Edificio Plaza 2000 Piso 7 Bella Vista, Panamá Tel: 225-8838 / (0034) 96-514-0094 iglecu@terra.es Contacto: Ing. Carlos Bárcenas	AN 533-Elec de 08/ene/07	Provisional Vence: en 14 meses	400.00	
			2	642 000 m E - 1 034 000 m N						
			3	642 000 m E - 1 035 000 m N						
			4	643 000 m E - 1 035 000 m N						
			5	644 000 m E - 1 035 000 m N						
			6	644 000 m E - 1 034 000 m N						
			7	643 000 m E - 1 033 000 m N						
			8	643 000 m E - 1 033 000 m N						
	Parque Eólico San José del General	Corregimiento San José del General, Distrito de Donoso	1	540 000 m E - 973 000 m N	Enrilews, S.A.	RL: Sr. José Luis Iglesias Sequeiros (Presidente y Representante Legal) Calle 50, Edificio Plaza 2000 Piso 7 Bella Vista, Panamá Tel: 225-8838 / (0034) 96-514-0094 iglecu@terra.es Contacto: Ing. Carlos Bárcenas	AN 569-Elec de 18/ene/07	Provisional Vence: en 14 meses	600.00	
			2	540 000 m E - 974 000 m N						
			3	540 000 m E - 975 000 m N						
			4	541 000 m E - 975 000 m N						
		5	542 000 m E - 975 000 m N							
		6	542 000 m E - 974 000 m N							
		7	542 000 m E - 973 000 m N							
		8	541 000 m E - 973 000 m N							
Chiriquí	Barrigón	Gualaca	A	360 500 m E - 953 000 m N	AES Panamá, S.A.	RL: Arturo Gris	JD-5770 de 06/ene/06 AN 669-Elec de 23/feb/07	Provisional Prórroga: 12meses Vence: 15/ene/08	19.50	
			B	360 500 m E - 947 500 m N						
			C	354 000 m E - 947 500 m N						
			D	354 000 m E - 953 000 m N						
	Hornitos	Gualaca	A	366 000 m E - 954 000 m N	Generadora Eléctrica de Panamá, S.A.	RL: Inés María Fernández Lara	JD-2788 de 31/may/01 JD-3350 de 29/may/02 JD-3414 de 09/jul/02 JD-4333 de 14/nov/03 JD-4991 de 14/oct/04 JD-5010 de 01/nov/04 AN 443-Elec de 06/dic/06	Licencia Definitiva Cancelada	34.50	
			B	366 000 m E - 956 000 m N						
			C	364 000 m E - 959 000 m N						
			D	357 000 m E - 959 000 m N						
			E	357 000 m E - 954 000 m N						
	Parque Eólico Caldera	Corregimientos de Caldera, Distrito de Boquete	1	962 000 m E - 357 000 m N	Enrilews, S.A.	RL: Sr. José Luis Iglesias Sequeiros (Presidente y Representante Legal) Calle 50, Edificio Plaza 2000 Piso 7 Bella Vista, Panamá Tel: 225-8838 / (0034) 96-514-0094 iglecu@terra.es Contacto: Ing. Carlos Bárcenas	AN 537-Elec de 08/ene/07	Provisional Vence: en 14 meses	400.00	
			2	962 000 m E - 356 000 m N						
			3	962 000 m E - 355 000 m N						
4	962 000 m E - 354 000 m N									
5	963 000 m E - 354 000 m N									
6	963 000 m E - 355 000 m N									
7	963 000 m E - 356 000 m N									
8	963 000 m E - 357 000 m N									



Proyectos Eólicos - Licencias 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 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 Totales	
			Vértice	Coordenadas UTM	Empresa	Representante Legal (RL) Teléfonos, Dirección, E-Mail					
Chiriquí	Parque Eólico Guacá, San Carlos y Guabal	Corregimientos de Guacá y San Carlos, Distrito de David y Corregimiento de Guabal, Distrito de Boquerón	1	331 000 m E - 951 000 m N	Enrilews, S.A.	RL: Sr. José Luis Iglesias Sequeiros (Presidente y Representante Legal) Calle 50, Edificio Plaza 2000 Piso 7 Bella Vista, Panamá Tel: 225-8838 / (0034) 96-514-0094 iglecu@terra.es Contacto: Ing. Carlos Bárcenas	AN 530-Elec de 08/ene/07	Provisional Vence: en 14 meses	400.00	868.500	
			2	332 000 m E - 951 000 m N							
			3	332 000 m E - 950 000 m N							
			4	333 000 m E - 950 000 m N							
			5	333 000 m E - 949 000 m N							
			6	332 000 m E - 949 000 m N							
			7	331 000 m E - 949 000 m N							
			8	331 000 m E - 950 000 m N							
Los Santos	Alturas de Nuario	Las Tablas, Nuario	A	568 000 m E - 836 000 m N	Generadora Eléctrica de Panamá, S.A.	RL: Jaime Alberto Arias	JD-2978 de 03/oct/01 JD-3631 de 27/nov/02 JD-4590 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	568 000 m E - 831 000 m N							
Los Santos	Finca 3321 en Pedasí	Pedasí	1	610 023 m E - 831 859 m N	Aerogeneradores Iberoamericanos, S.A.		JD-4168 de 27/ago/03 JD-4317 de 24/oct/03	Provisional Vence: en 14 meses Plazo Vencido	20.40		
			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 Gordón	JD-5887 de 02/mar/06	Provisional Vence: en 14 meses	20.40	460.400	
			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: Sr. Wesly Ureña Vargas (Presidente y Representante Legal) Via Omar Torrijos, Calle Hill Coop, Casa No. 931B-2 (Ancón) Tel: 317-0686 / FAX 314-1202 wesly_urena.vargas@lahmeyer.de Contacto: Loda. Lastenia Barsallo P.	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: Sr. Wesly Ureña Vargas (Presidente y Representante Legal) Via Omar Torrijos, Calle Hill Coop, Casa No. 931B-2 (Ancón) Tel: 317-0686 / FAX 314-1202 wesly_urena.vargas@lahmeyer.de Contacto: Loda. Lastenia Barsallo P.	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							
Parque Eólico Mendoza	Corregimiento de Mendoza, Distrito de La Chorrera		1	623 000 m E - 997 000 m N	Enrilews, S.A.	RL: Sr. José Luis Iglesias Sequeiros (Presidente y Representante Legal) Calle 50, Edificio Plaza 2000 Piso 7 Bella Vista, Panamá Tel: 225-8838 / (0034) 96-514-0094 iglecu@terra.es Contacto: Ing. Carlos Bárcenas	AN 571-Elec de 18/ene/07	Provisional Vence: en 14 meses	400.00		
			2	623 000 m E - 998 000 m N							
			3	624 000 m E - 998 000 m N							
			4	624 000 m E - 999 000 m N							
			5	625 000 m E - 999 000 m N							
			6	625 000 m E - 998 000 m N							
			7	625 000 m E - 997 000 m N							
			8	624 000 m E - 997 000 m N							
Veraguas	Alto de Piedra	Santa Fé	1	485 000 m E - 940 000 m N	Southern Energy Wind, Inc.		JD-3894 de 11/abr/03 JD-4889 de 26/ago/04	Provisional Vence: en 14 meses Plazo Vencido	18.00		
			2	487 500 m E - 940 000 m N							
			3	487 500 m E - 939 000 m N							
			4	485 000 m E - 939 000 m N							
	Cerro Delgadito	Santa Fé		1	486 500 m E - 939 000 m N	Generadora Eólica del Caribe, S.A.		JD-3898 de 11/abr/03 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 Fé, El Paredón, Valle Bonito, Nürum y Kusapin		1	479 000 m E - 939 000 m N	Proyecto Eólico Delgadito, S.A.	RL: René Bolívar	JD-4239 de 02/oct/03 JD-5144 de 10/feb/04 JD-5894 de 13/mar/06 AN 616-Elec de 30/ene/07 AN 994-Elec de 12/jul/07	Provisional Vence: en 12 meses a partir de 11/dic/04 Prorroga: 12 meses a partir de 12/dic/05 Prorroga: 4 meses a partir de 11/dic/06 Prorroga: 12 meses a partir de 12/abr/07	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						
11				483 000 m E - 940 000 m N							
12				483 000 m E - 939 500 m N							
13				482 000 m E - 939 500 m N							
14				482 000 m E - 939 000 m N							
El Barrancón	Santa Fé, El Paredón y Nürum (Comarca Gnöbe Buglé) y en el Corregimiento El Cuay		1	482 000 m E - 937 000 m N	Proyecto Eólico Cerro Tute, S.A.	RL: Harry Romney	JD-4240 de 02/oct/03 JD-5145 de 10/feb/05 JD-5895 de 13/mar/06 AN 740-Elec de 05/abr/07 AN 993-Elec de 12/jul/07	Provisional Vence: en 12 meses a partir de 11/dic/04 Prorroga: 12 meses a partir de 12/dic/05 Prorroga: 4 meses a partir de 12/dic/06 Prorroga: 12 meses a partir de 12/abr/07	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							
Parque Eólico	Santa Fé y El Cuay, Distrito de Santa Fé		1	941 000 m N - 484 500 m E	Eólico Panamá, S.A.		AN 1004-Elec de 18/jul/07	Provisional Vence: en 14 meses	80.00		
			2	941 000 m N - 489 000 m E							
			3	937 300 m N - 489 000 m E							
			4	937 300 m N - 484 500 m E							



Proyectos Eólicos - Licencias 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 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 Totales
			Vértice	Coordenadas UTM	Empresa	Representante Legal (RL) Teléfonos, Dirección, E-Mail				
Veraguas	Parque Eólico El Coclá	Corregimiento de El Coclá, Distrito de Calobre	1	511 000 m E - 916 000 m N	Enrilews, S.A.	RL: Sr. José Luis Iglesias Sequeiros (Presidente y Representante Legal) Calle 50, Edificio Plaza 2000 Piso 7 Bella Vista, Panamá Tel: 225-8838 / (0034) 96-514-0094 iglecu@terra.es Contacto: Ing. Carlos Bárcenas	AN 529-Elec de 08/ene/07	Provisional Vence: en 14 meses	400.00	556.500
			2	511 000 m E - 917 000 m N						
			3	511 000 m E - 918 000 m N						
			4	512 000 m E - 918 000 m N						
			5	512 000 m E - 917 000 m N						
			6	513 000 m E - 917 000 m N						
			7	513 000 m E - 916 000 m N						
			8	512 000 m E - 916 000 m N						
Ginbe Buglé	Comarca Gnöbe Buglé	Correg: Piedra Roja, Mününi, Gascabel y Jädeberi Distr: de Kankintú, Mironó y Nole Duiima respectivamente	A	948.000 m E - 400.000 m N	Aerogeneradores Eólicos	RL: Cristobal Despaigne	JD-5825 de 24/ene/06 AN 675-Elec de 28/feb/07	Provisional Prórroga Otorgada Vence: 24/ene/08	150.00	150.000
			B	958.000 m E - 400.000 m N						
			C	404.000 m E - 958.000 m N						
			D	416.000 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	415.000 m E - 936.000 m N						



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)¹⁸ 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.

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.

¹⁸ Estudio realizado por el Consorcio LEME-CEMIG denominado "Selección Técnico-Económica de Conductores para la línea de transmisión 230KV", en Octubre de 1997.



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° 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

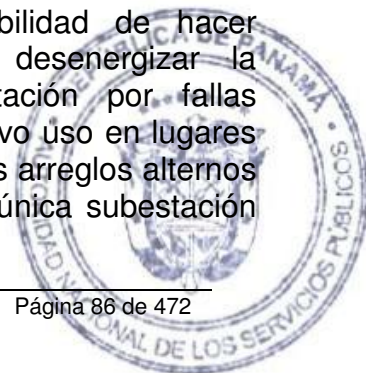
La ubicación de una subestación estará sujeta a la función para la cual fue diseñada. Es decir, la función de las subestaciones seccionadoras es la de brindar mayor estabilidad al sistema cuando las líneas de transmisión son largas, por lo que no es necesario que estén ubicadas en un radio cerca de los 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.

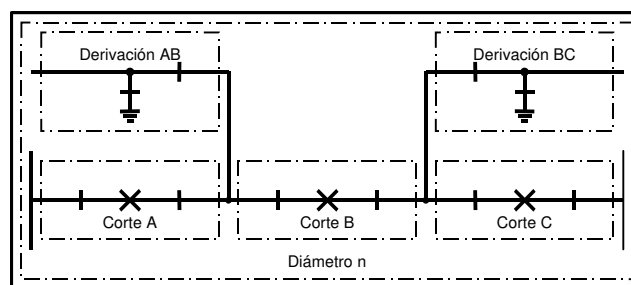


Gráfico N° 1: Configuración Interruptor y Medio



de

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)¹⁹, 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

¹⁹ 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



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.

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	Costo de Torres de Acero	
	Torres de Cto. Sencillo	
	Línea 636 ACSR 115 KV	30.31
	Línea 750 ACAR 230 KV	26.68
	Línea 1200 ACAR 230 KV	35.57
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	40.42
	Línea 636 ACSR 230 KV	45.06
	Línea 750 ACAR 230 KV	35.57
	Línea 1200 ACAR 230 KV	47.43
2	Costo de Aisladores y Herrajes	
	115 KV	3.42
	230 KV	3.29
3	Costo de Conductores	
	Conductor 636 ACSR	16.54
	Conductor 750 ACAR	18.55
	Conductor 1200 ACAR	22.49
4	Costo de Hilo de Guarda y Accesorios	
	OPGW	7.50
	7No.8	2.41
5	Costo de Sistema de Puesta a Tierra	
	115 KV	0.56
	230 KV	2.92



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

Costos Unitarios de Líneas	
Líneas	B./km (Miles)
115 KV	
Doble Circuitio Cond. 636 ACSR	157.88
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	103.31
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	131.79
230 KV	
Doble Circuitio Cond. 636 ACSR	187.88
Doble Circuitio Cond. 750 ACAR	177.20
Doble Circuitio Cond. 1200 ACAR	227.89
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	115.02
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	140.26
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	146.93
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	194.10



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
0001	Equipos de Costos Unitarios
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
0002	Equipos de Costos por Lote
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
0003	Otras Actividades
00031	Montaje
00032	Obras Civiles
0004	Otros
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.
- Acto Competitivo No. 056-2005 Adición Subestación Panamá 230 KV.
- Acto Competitivo No. 027-2006 Subestación Changuinola 230/34.5 KV.
- Licitación de las subestaciones del Proyecto SIEPAC, efectuado por la EPR.



Tabla No. 6: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones

ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	1	75,000
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	1	15,569
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	1	9,719
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	1	8,366
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	1	9,975
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	1	
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	1	1,650,000
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	1	63,656
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	1	1,300,000
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	1	40,038
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	1	120,200
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	1	103,955
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	22,250
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	1	16,911
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	1	16,980
16	Pararrayos 192 KV	1	6,630
17	Pararrayos 96 KV	1	3,924
18	CT 230 KV	1	14,100
19	CT 115 KV	1	10,100
20	PT 230 KV	1	14,000
21	PT 115 KV	1	9,200
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	1	36,228
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	1	2,100,000
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	1	1,201,000
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	1	1,045,000
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	1	400,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	1	110,000
28	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	1	165,000
29	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	1	109,000
30	Interruptores 34.5 KV	1	47,400
31	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	1	5,700
32	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	1	6,630
33	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	1	6,850
34	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	1	
35	Pararrayos 34.5 KV	1	2,000
36	PT 34.5KV	1	3,120
37	CT 34.5 KV	1	3,400



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 transformadoras²⁰. 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 0002²¹ 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	
Nota: (*) Este porcentaje en ambos casos es sobre ítems de costos unitarios SIN equipos de transformación y regulación.				

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

²¹ 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 0003²² 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
Nota: (*) Este porcentaje en ambos casos es sobre el Suministro		

3.3.2.4 Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems 0004²³ 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
Nota: (*) Este porcentaje es sobre el Total del Costo Base	

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.

²² Costos referentes a montajes y obras civiles

²³ 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

Costos Unitarios de Subestaciones	
Subestación	B/. (Miles)
115 KV	
Adición de 3 interruptores	2,133.27
Adición de 2 interruptores	1,356.23
Adición de 1 interruptores	780.01
230 KV	
Adición de 3 interruptores	3,328.75
Adición de 2 interruptores	2,113.62
Adición de 1 interruptores	1,215.12

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.



Capítulo 4: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo

4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión de ETESA está conformado por líneas de 230 y 115 kV. La longitud total de las 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 las líneas de doble circuito es de 131.8 km. y para las líneas de circuito sencillo es de 39.1 Km. En el Cuadro N° 4.1 se presenta un listado 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.

Cuadro N° 4.1: Líneas de Transmisión de ETESA.

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA						
LÍNEAS	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO	LONG. (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	
					Normal	Cont.
LINEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	68.14	186.0	350.0
	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12.94	186.0	350.0
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	39.00	193.0	366.0
	230-3B,4B	CHORRERA - LL.SANCHEZ	1978	142.19	193.0	366.0
	230-5A,6A	LL.SANCHEZ - VELADERO	1978	109.36	193.0	366.0
	230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84.49	193.0	366.0
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37.50	193.0	366.0
	230-12,13	LL.SANCHEZ - PANAMA II	2006	195.00	225.0	450.0
	230-14,15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110.07	225.0	450.0
	230-16,17	GUASQUITAS - VELADERO	2004	84.30	225.0	450.0
			TOTAL		882.99	
CIRCUITO SENCILLO	230-9	MATA NANCE - PROGRESO	1986	54.00	193.0	366.0
	230-10	PROGRESO - FRONTERA	1986	9.70	193.0	366.0
	230-18	FORTUNA - GUASQUITAS	2003	16.00	225.0	450.0
		TOTAL		79.70		
LINEAS DE 115 DOBLE CIRCUITO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	150.0	175.0
	115-1B,2B	STA. RITA - B.L.MINAS	2004	6.20	150.0	175.0
	115-3A,B 4A,B	PANAMA - CHILIBRE - BLM	1972	54.00	93.0	175.0
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	93.0	175.0
		TOTAL		131.80		
CIRCUITO SENCILLO	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0.80	93.0	175.0
	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	93.0	175.0
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	93.0	175.0
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	93.0	175.0
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	93.0	175.0
		TOTAL		39.10		

Fuente: ETESA. - Plan de Expansión del 2008

La línea de transmisión Fortuna – Guasquitas es un circuito sencillo, construido con torres para doble circuito, ya que en un futuro se piensa instalar el segundo



Handwritten signature or initials.

circuito. La línea Panamá II – Pacora corresponde a la línea de doble circuito Bayano – Panamá II, en donde uno de los circuitos (230-1) se secciona en la subestación Pacora, dividiéndolo en 230-1A y 230-1B y el otro circuito (230-2) tiene una derivación (tap) en la central COPESA.

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. También 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, en 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. Tocumen y Tinajitas).

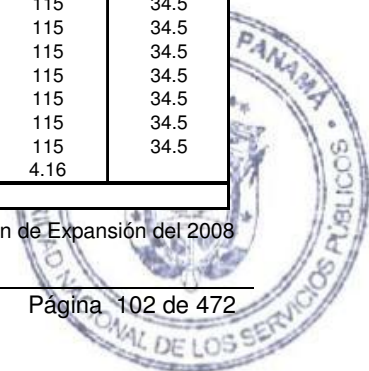
Las demás subestaciones de ETESA alimentan áreas del interior del país; la Subestación Chorrera alimenta el área de Panamá Occidente, la Subestación Llano Sánchez alimenta el área de provincias centrales (Coclé, Los Santos, Herrera y Veraguas) y las subestaciones Mata de Nance, Progreso, Caldera y Charco Azul alimentan el área de la provincia de Chiriquí.

En el Cuadro N° 4.2 se presenta un detalle de las subestaciones reductoras de ETESA y la capacidad de transformación actual de cada una de ellas.

Cuadro N° 4.2: Características de las Subestaciones Reductoras de ETESA.

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	
TOTAL MVA		978	1304	1624				

Fuente: ETESA- Plan de Expansión del 2008





Para efectos de soporte de reactivo, el sistema cuenta con bancos de capacitores y reactores. El banco de capacitores se encuentra en la Subestación Panamá, en el patio de 115 kV, con un total de 60 MVAR (4x15 MVAR). Los reactores se encuentran ubicados en las siguientes subestaciones: 80 MVAR en la Subestación Llano Sánchez (60 MVAR en el patio de 230 KV (3x20 MVAR) y un banco de 20 MVAR en el patio de 34.5 kV), 60 MVAR en la Subestación Veladero 230 kV (3x20 MVAR) y 40 MVAR (2x20 MVAR) en el patio de 34.5 kV de la subestación Mata de Nance.

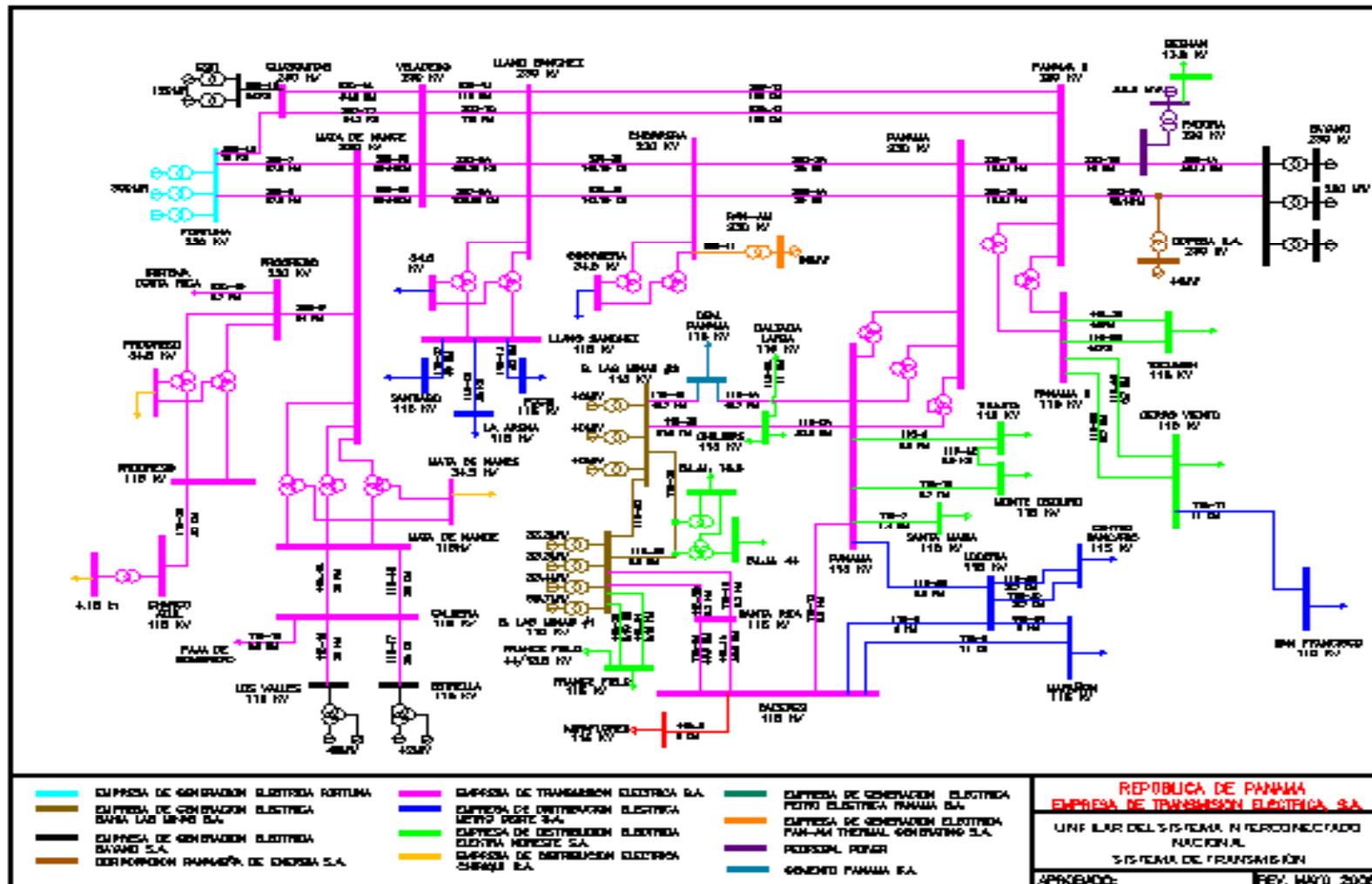
En la Figuras N° 4.1 se presenta un mapa de Panamá mostrando la ubicación aproximada de las subestaciones de ETESA, el recorrido de las líneas de transmisión y ubicación de las distintas centrales de generación; y en la Figura N° 4.2 se presenta el diagrama unifilar simplificado del Sistema de Transmisión.



Figura N° 4.1: Mapa de Panamá con el Sistema de Transmisión de ETESA.



Figura N° 4.2: Diagrama Unifilar Simplificado del Sistema de Transmisión.



4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

En este apartado se presentan los resultados obtenidos en los análisis de estado estable (flujo de potencia) para el período de corto plazo (2008 al 2011). Se presentan los niveles de tensión en las barras de 230 kV del Sistema Interconectado Nacional, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, así como en contingencias y demanda mínima. Mayor detalle de estos resultados se pueden observar en el Anexo 6 de este informe. En el Anexo 8 se presentan los resultados de estabilidad transitoria, observándose que en este período el sistema es estable ante la ocurrencia de fallas trifásicas en distintas barras del mismo.

Los despachos de generación utilizados en estos análisis corresponden a despachos típicos históricos para las distintas hidrologías analizadas. Para las condiciones de invierno en demanda máxima, se despachan a su mayor capacidad las centrales de filo de agua y las térmicas más eficientes (Pacora y Pan Am) al igual que la central Fortuna, mientras que en condiciones de demanda mínima se disminuye la generación de las centrales térmicas y de Bayano, quien en demanda mínima generalmente se encuentra fuera del despacho. En condiciones de demanda máxima de verano, se disminuye la generación de las centrales de filo de agua, mientras que se aumenta la generación térmica, especialmente en la Central Bahía Las Minas.

Los resultados obtenidos en los análisis de estado estacionario de corto plazo, años 2008 – 2011, demuestran que el sistema cumple con las normas establecidas en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a los niveles de tensión, tanto en condiciones de operación normal como contingencia. En el Anexo 6, Resultados de Estado Estable, se presentan todos los resultados obtenidos en estos análisis. A continuación se presenta un resumen de los mismos.

El Reglamento de Transmisión vigente, aprobado por la Autoridad de los Servicios Públicos, establece en el Título VI: Normas de Diseño del Sistema de Transmisión, los criterios de seguridad, control de tensión y confiabilidad que debe cumplir el Sistema de Transmisión. En cuanto al Criterio de Seguridad, la Sección VI.1.1 establece que se debe cumplir el criterio de N-1. La Sección VI.1.2 establece los criterios para el control de tensión que se deben cumplir:

Nivel de Tensión	Vigencia de la Norma	
	A partir del 1 de mayo de 2005	
	Operación Normal	Operación Contingencia
115 KV	+/- 5%	+/- 7%
230 KV	+/- 5%	+/- 7%

En los análisis eléctricos de corto plazo se verifica que se cumpla con estos criterios de seguridad y niveles de tensión.




4.2.1 Análisis del Año 2008

Se realizaron los análisis del sistema para condiciones de operación en estado estable para el año 2008. Para estos análisis del sistema actual se consideraron tres escenarios: Demanda Máxima de Invierno, Demanda Máxima de Verano y Demanda Mínima. La distribución de la generación para cada escenario, en demanda máxima se muestra en el Cuadro N° 4.3, en el cual se puede observar que no existen diferencias apreciables entre uno y 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. El resumen para cada escenario, se presenta en el Cuadro N° 4.3.

Cuadro N° 4.3: Resumen de generación (MW) del año 2008

Central	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima Verano
Bahía Las Minas	90.0	105.0	-
Ciclo Combinado	78.0	152.0	-
Estrella	44.0	17.0	15.0
Los Valles	50.0	19.0	17.0
Fortuna	285.0	270.0	175.2
Bayano	206.8	193.2	-
Pan Am	81.0	91.2	90.0
Pedregal	42.0	51.0	48.3
Esti	82.0	80.0	35.0
T. Balboa	8.2	-	-
ACP	74.3	73.4	38.0

Fuente: ETESA- Plan de Expansión del 2008

Para el diagnóstico del sistema actual se ha tomado como base el año 2008.

Descripción del Sistema

Para el año 2008 se considera la entrada en operación de los siguientes proyectos: 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, se contempla la entrada en operación de la primera mitad del proyecto térmico Balboa_01 (T. Balboa), de capacidad instalada de 41.5 M. Este proyecto se considera para la demanda máxima de invierno solamente, debido a que inician operaciones en este periodo del año.



Handwritten signature or initials.

Operación Normal

En condiciones de operación normal, se obtuvieron niveles de tensión en las distintas barras de 230 kV del sistema que se presentan en el Cuadro N° 4.4, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima.

Cuadro N° 4.4: Niveles de Tensión (p. u.) del año 2008

Barra	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima
Chorrera	0.9829	0.9930	0.9905
Mata de Nance	1.0197	1.0244	1.0000
Fortuna	1.0159	1.0203	0.9991
Pan Am	0.9830	0.9931	0.9906
Esti	1.0187	1.0247	1.0016
Veladero	1.0220	1.0316	1.0005
Llano Sánchez	1.0085	1.0208	0.9921
Progreso	1.0246	1.0292	1.0103
Bayano	1.0113	1.0215	0.9905
Pacora	0.9904	1.0005	0.9893
Guasquitas	1.0187	1.0247	1.0015
Panamá	0.9725	0.9824	0.9834
Panamá II	0.9800	0.9906	0.9856
Copesa	0.9850	0.9956	0.9868
Las Guías	0.9987	1.0106	0.9939

Fuente: ETESA- Plan de Expansión del 2008

Como se puede observar, en condiciones de operación normal el sistema opera dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión. El nivel de tensión en las barras de 115 del sistema se puede apreciar en el Anexo 6, Análisis de Flujos de Potencia, encontrándose todas estas barras dentro de los límites permisibles.

Operación en Contingencia

Para el año 2008 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV, obteniéndose los resultados mostrados en el Cuadro N° 4.5 para los niveles de tensión en las distintas barras de 230 kV.



Cuadro N° 4.5: Niveles de Tensión Demanda Máxima de Invierno (p. u.) del año 2008

Barra	Contingencia Llano Sánchez – Panamá II	Contingencia Mata de Nance – Veladero	Contingencia Guasquitas – Veladero	Contingencia Las Minas2- Chilibre	Contingencia Las Minas 1- Santa Rita	Contingencia Panamá-Cemento Panamá
Chorrera	0.9699	0.9809	0.9804	0.9887	0.9827	0.9814
Mata de Nance	1.0161	1.0142	1.0145	1.0210	1.0196	1.0193
Fortuna	1.0130	1.0115	1.0115	1.0170	1.0158	1.0155
Pan Am	0.9700	0.9810	0.9805	0.9889	0.9827	0.9815
Esti	1.0151	1.0139	1.0127	1.0201	1.0186	1.0183
Veladero	1.0160	1.0168	1.0153	1.0243	1.0219	1.0213
Llano Sánchez	0.9989	1.0045	1.0034	1.0122	1.0083	1.0074
Progreso	1.0214	1.0199	1.0199	1.0258	1.0245	1.0242
Bayano	1.0025	1.0104	1.0101	1.0181	1.0112	1.0104
Pacora	0.9778	0.9891	0.9887	0.9952	0.9902	0.9891
Guasquitas	1.0150	1.0138	1.0126	1.0201	1.0186	1.0183
Panamá	0.9578	0.9708	0.9704	0.9767	0.9722	0.9706
Panamá II	0.9648	0.9784	0.9779	0.9845	0.9797	0.9784
Copasa	0.9708	0.9835	0.9830	0.9898	0.9848	0.9835
Changuinola	1.0259	1.0250	1.0249	1.0285	1.0278	1.0276
Las Guías	0.9869	0.9955	0.9946	1.0033	0.9984	0.9974

Fuente: ETESA- Plan de Expansión del 2008

En las tablas anteriores se muestra que el sistema actual 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.

Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Llano Sánchez – Panamá II 230 KV, Mata de Nance – Veladero 230 KV, Guasquitas – Veladero 230 KV, Bahía Las Minas 2 – Chilibre 115 KV, Bahía Las Minas 1 - Santa Rita 115 KV y Panamá - Cemento Panamá 115 KV, los cuales son considerados los más críticos ya que corresponden a las principales líneas de transmisión de 230 KV provenientes desde el occidente del país y las principales líneas de 115 KV provenientes de la provincia de Colón, en donde se encuentra la mayor generación térmica, con la entrada en operación de las centrales Balboa, Caribe y Atlántico, en adición a BLM.



4.2.2 Análisis del Año 2009

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2009. Para estos análisis del sistema actual se consideraron tres escenarios: Demanda Máxima de Invierno, Demanda Máxima de Verano y Demanda Mínima. El resumen para cada escenario de demanda considerado, se presenta en el Cuadro N° 4.6.

Cuadro N° 4.6: Resumen de generación (MW) del año 2009

Central	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima Verano
Bahía Las Minas	99.0	99.0	72.0
Ciclo Combinado	-	140.0	-
Estrella	40.0	17.0	15.0
Los Valles	44.0	19.0	17.0
Fortuna	270.0	270.0	124.0
Bayano	149.8	143.1	-
Pan Am	81.0	90.6	42.3
Pedregal	42.0	48.3	48.3
Esti	80.0	80.0	50.0
T. Balboa	82.0	82.0	16.4
T. Caribe	47.4	46.5	20.0
T. Atlántico	108.6	-	-
ACP	73.3	73.4	38.0

Fuente: ETESA- Plan de Expansión del 2008

Descripción del Sistema

Para el año 2009 se considera el sistema del año anterior, el 2008, y la entrada en operación del proyecto Termo Colón (T. Atlántico), con una capacidad de 116 MW, que se considera únicamente en el escenario de demanda máxima de invierno debido a su fecha de ingreso al sistema. También se considera en este año la entrada al sistema de la segunda etapa del proyecto Balboa_01, incorporando 43.5 MW adicionales, así como también el inicio de operaciones del proyecto térmico El Giral (T. Caribe), con una capacidad instalada de 50 MW.

Operación Normal

En condiciones de operación normal, se obtuvieron los resultados mostrados en el Cuadro N° 4.7 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.

Cuadro N° 4.7: Niveles de tensión (p. u.) del año 2009

Barra	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima
Chorrera	0.9898	0.9925	1.0260
Mata de Nance	1.0216	1.0237	1.0236
Fortuna	1.0178	1.0198	1.0237
Pan Am	0.9899	0.9925	1.0260
Esti	1.0215	1.0241	1.0262
Veladero	1.0269	1.0308	1.0276
Llano Sánchez	1.0152	1.0197	1.0236
Progreso	1.0264	1.0285	1.0297
Bayano	1.0195	1.0205	1.0286
Pacora	0.9984	1.0001	1.0368
Guasquitas	1.0215	1.0241	1.0263
Panamá	0.9803	0.9823	1.0228
Panamá II	0.9884	0.9903	1.0245
Copesa	0.9935	0.9953	1.0256
Changuinola	1.0288	1.0300	1.0348
Las Guías	1.0057	1.0097	1.0274

Fuente: ETESA- Plan de Expansión del 2008

Como se puede observar, el nivel de tensión se encuentra dentro de los límites permitidos de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

Análisis de Contingencias

El Cuadro N° 4.8 presenta un resumen del nivel de tensión en las principales barras de 230 kV del sistema debido a contingencias que afectan el Sistema Eléctrico Interconectado.



Cuadro N° 4.8: Perfiles de tensión Demanda Máxima Invierno (p. u.) del año 2009

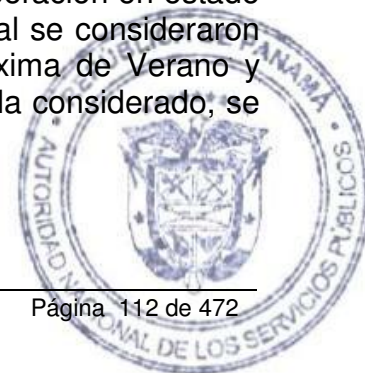
Barra	Contingencia Llano Sánchez – Panamá II	Contingencia Mata de Nance – Veladero	Contingencia Guasquitas – Veladero	Contingencia Las Minas2- Chilibre	Contingencia Las Minas 1- Santa Rita	Contingencia Panamá-Cemento Panamá
Chorrera	0.9818	0.9884	0.9879	0.9859	0.9898	0.9861
Mata de Nance	1.0192	1.0161	1.0169	1.0204	1.0216	1.0205
Fortuna	1.0158	1.0137	1.0137	1.0169	1.0178	1.0169
Pan Am	0.9819	0.9885	0.9879	0.9860	0.9899	0.9862
Esti	1.0191	1.0173	1.0155	1.0204	1.0215	1.0205
Veladero	1.0229	1.0228	1.0212	1.0250	1.0269	1.0251
Llano Sánchez	1.0088	1.0122	1.0110	1.0122	1.0152	1.0124
Progreso	1.0243	1.0220	1.0223	1.0254	1.0264	1.0255
Bayano	1.0134	1.0188	1.0186	1.0166	1.0195	1.0168
Pacora	0.9897	0.9974	0.9971	0.9943	0.9984	0.9945
Guasquitas	1.0191	1.0173	1.0155	1.0204	1.0215	1.0204
Panamá	0.9714	0.9792	0.9787	0.9756	0.9803	0.9759
Panamá II	0.9778	0.9872	0.9867	0.9834	0.9884	0.9837
Copasa	0.9836	0.9924	0.9920	0.9888	0.9935	0.9891
Changuinola	1.0275	1.0262	1.0260	1.0282	1.0288	1.0282
Las Guías	0.9981	1.0033	1.0024	1.0023	1.0057	1.0025

Fuente: ETESA- Plan de Expansión del 2008

Como se puede observar en las tablas anteriores, para condiciones de contingencias en los principales circuitos de 230 kV, el nivel de tensión en las distintas barras del sistema de transmisión se mantiene dentro de los límites especificado en el Reglamento de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 kV. Estos resultados pueden observarse en el Anexo 6 de resultados de estado estacionario.

4.2.3 Análisis del Año 2010

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2010. Para estos análisis del sistema actual se consideraron tres escenarios: Demanda Máxima de Invierno, Demanda Máxima de Verano y Demanda Mínima. El resumen para cada escenario de demanda considerado, se presenta en el Cuadro N° 4.9.



Cuadro N° 4.9: Resumen de generación (MW) del año 2010

Central	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima Verano
Bahía Las Minas	111.0	90.0	96.0
Ciclo Combinado	80.0	127.0	-
Estrella	44.0	20.0	15.0
Los Valles	48.0	48.0	17.0
Fortuna	160.0	160.0	116.3
Bayano	203.3	193.9	-
Pan Am	81.0	88.2	42.3
Pedregal	42.0	53.1	46.2
Esti	92.0	70.0	50
T. Balboa	82.0	82.0	20.0
T. Caribe	47.4	47.4	20.0
T. Atlántico	108.6	108.6	-
ACP	74.3	74.3	38.0

Fuente: ETESA- Plan de Expansión del 2008

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 la conversión a carbón de las unidades 2, 3 y 4 de Bahía Las Minas.

Operación Normal

En condiciones de operación normal, se obtiene resultados que se presentan en el Cuadro N° 4.10 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.

Cuadro 4.10: Niveles de Tensión (p. u.) del año 2010

Barra	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima
Chorrera	0.9930	0.9952	1.0184
Mata de Nance	1.0342	1.0391	1.0245
Fortuna	1.0302	1.0342	1.0240
Pan Am	0.9930	0.9952	1.0184
Esti	1.0337	1.0383	1.0261



Barra	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima
Veladero	1.0396	1.0444	1.0263
Llano Sánchez	1.0253	1.0395	1.0199
Progreso	1.0366	1.0410	1.0289
Bayano	1.0211	1.0220	1.0199
Pacora	0.9996	1.0011	1.0181
Guasquitas	1.0338	1.0384	1.0261
Panamá	0.9817	0.9834	1.0142
Panamá II	0.9897	0.9914	1.0158
Copesa	0.9948	0.9964	1.0170
Changuinola	1.0364	1.0389	1.0349
Las Guías	1.0133	1.0167	1.0221
Concepción	1.0360	1.0407	1.0273

Fuente: ETESA- Plan de Expansión del 2008

Como se puede observar, el nivel de tensión se encuentra dentro de los límites permitidos de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

Análisis de Contingencias

El Cuadro N° 4.11 presenta un resumen del nivel de tensión en las principales barras de 230 kV del sistema debido a contingencias que afectan el Sistema Eléctrico Interconectado.

Cuadro N° 4.11: Niveles de Tensión Demanda Máxima Invierno (p. u.) del año 2010

Barra	Contingencia Llano Sánchez – Panamá II	Contingencia Mata de Nance – Veladero	Contingencia Guasquitas – Veladero	Contingencia Las Minas2- Chilibre	Contingencia Las Minas 1- Santa Rita	Contingencia Panamá-Cemento Panamá
Chorrera	0.9860	0.9915	0.9913	0.9844	0.9929	0.9885
Mata de Nance	1.0324	1.0286	1.0297	1.0316	1.0342	1.0328
Fortuna	1.0286	1.0259	1.0257	1.0280	1.0302	1.0290
Pan Am	0.9861	0.9916	0.9913	0.9845	0.9929	0.9886
Esti	1.0318	1.0295	1.0274	1.0310	1.0337	1.0322
Veladero	1.0367	1.0355	1.0346	1.0355	1.0395	1.0373
Llano Sánchez	1.0209	1.0223	1.0216	1.0190	1.0252	1.0219



Handwritten signature or initials.

Barra	Contingencia Llano Sánchez – Panamá II	Contingencia Mata de Nance – Veladero	Contingencia Guasquitas – Veladero	Contingencia Las Minas2- Chilibre	Contingencia Las Minas 1- Santa Rita	Contingencia Panamá-Cemento Panamá
Progreso	1.0349	1.0317	1.0326	1.0343	1.0366	1.0353
Bayano	1.0151	1.0204	1.0202	1.0156	1.0210	1.0178
Pacora	0.9911	0.9986	0.9984	0.9917	0.9994	0.9949
Guasquitas	1.0319	1.0295	1.0275	1.0311	1.0338	1.0323
Panamá	0.9733	0.9805	0.9803	0.9713	0.9816	0.9763
Panamá II	0.9795	0.9886	0.9883	0.9803	0.9896	0.9842
Copasa	0.9852	0.9937	0.9934	0.9859	0.9946	0.9895
Changuinola	1.0354	1.0337	1.0335	1.0350	1.0363	1.0356
Concepción	1.0343	1.0307	1.0318	1.0336	1.0360	1.0347

Fuente: ETESA- Plan de Expansión del 2008

Como se puede observar en las tablas anteriores, para condiciones de contingencias en los principales circuitos de 230 kV, el nivel de tensión en las distintas barras del sistema de transmisión se mantiene dentro de los límites especificado en el Reglamento de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 kV. Estos resultados pueden observarse en el Anexo 6 de resultados de estado estacionario.

4.2.4 Análisis del Año 2011

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2011. Para estos análisis del sistema actual se consideraron tres escenarios: Demanda Máxima de Invierno, Demanda Máxima de Verano y Demanda Mínima. El resumen para cada escenario de demanda considerado se presenta en el Cuadro N° 4.12.

Cuadro N° 4.12: Resumen de generación (MW) del año 2011

Central	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima Verano
Bahía Las Minas	114.0	114.0	72.0
Ciclo Combinado	140.0	140.0	-
Estrella	44.0	15.0	15.0
Los Valles	48.0	17.0	17.0
Fortuna	168.0	240.0	59.9
Bayano	123.2	143.6	-



Central	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima Verano
Pan Am	84.0	90.0	42.0
Pedregal	45.0	45.0	30.0
Esti	80.0	40.0	45.0
Síndigo	9.0	9.0	-
Changuinola I	65.0	65.0	60.0
T. Balboa	81.0	81.0	36.8
T. Caribe	49.8	46.8	20.0
T. Atlántico	108.6	108.6	37.2
ACP	73.5	73.5	38.0

Fuente: ETESA- Plan de Expansión del 2008

Descripción del Sistema

Para el año 2011 se considera el sistema del año anterior, el 2010. Adicionalmente, se considera un doble circuito de Panamá II-Santa Rita en 115 kV. Se considera la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Changuinola I (Chang 75) de 223 MW y El Síndigo (10 MW).

Operación Normal

En condiciones de operación normal, se obtienen los resultados mostrados en el Cuadro N° 4.13 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.

Cuadro N° 4.13: Niveles de Tensión (p. u.) del año 2011

Barra	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima
Chorrera	0.9897	0.9926	0.9835
Mata de Nance	1.0332	1.0383	1.0188
Fortuna	1.0263	1.0333	1.0202
Pan Am	0.9898	0.9926	0.9836
Esti	1.0308	1.0371	1.0140
Veladero	1.0354	1.0413	1.0140
Llano Sánchez	1.0201	1.0253	0.9974
Progreso	1.0353	1.0399	1.0227
Bayano	1.0085	1.0102	0.9850
Pacora	0.9922	0.9943	0.9837



Barra	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima
Guasquitas	1.0307	1.0371	1.0205
Panamá	0.9773	0.9796	0.9752
Panamá II	0.9854	0.9877	0.9804
Copesa	0.9894	0.9915	0.9815
Changuinola	1.0256	1.0299	1.0227
Concepción	1.0348	1.0397	1.0214
Changuinola I	1.0256	1.0299	1.0216
Las Guías	1.0086	1.0130	0.9938

Fuente: ETESA- Plan de Expansión del 2008

Como se puede observar, el nivel de tensión se encuentra dentro de los límites permitidos de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

Análisis de Contingencias

El Cuadro N° 4.14 presenta un resumen del nivel de tensión en las principales barras de 230 kV del sistema debido a contingencias que afectan el Sistema Eléctrico Interconectado.

Cuadro N° 4.14: Niveles de Tensión Demanda Máxima Invierno (p. u.) del año 2011

Barra	Contingencia Llano Sánchez – Panamá II	Contingencia Mata de Nance – Veladero	Contingencia Guasquitas – Veladero	Contingencia Las Minas2-Chilibre	Contingencia Las Minas 1-Santa Rita	Contingencia Panamá-Cemento Panamá
Chorrera	0.9821	0.9878	0.9876	0.9854	0.9892	0.9858
Mata de Nance	1.0312	1.0276	1.0282	1.0319	1.0330	1.0320
Fortuna	1.0246	1.0217	1.0216	1.0252	1.0262	1.0253
Pan Am	0.9822	0.9879	0.9877	0.9855	0.9893	0.9859
Esti	1.0287	1.0259	1.0244	1.0295	1.0306	1.0296
Veladero	1.0322	1.0301	1.0294	1.0333	1.0351	1.0335
Llano Sánchez	1.0152	1.0161	1.0156	1.0169	1.0196	1.0172
Progreso	1.0334	1.0302	1.0307	1.0341	1.0351	1.0342
Bayano	1.0024	1.0075	1.0074	1.0057	1.0081	1.0059
Pacora	0.9832	0.9908	0.9907	0.9881	0.9916	0.9884
Guasquitas	1.0286	1.0258	1.0242	1.0294	1.0305	1.0295



Handwritten signature or initials.

Barra	Contingencia Llano Sánchez – Panamá II	Contingencia Mata de Nance – Veladero	Contingencia Guasquitas – Veladero	Contingencia Las Minas2- Chilibre	Contingencia Las Minas 1- Santa Rita	Contingencia Panamá- Cemento Panamá
Panamá	0.9684	0.9758	0.9756	0.9721	0.9766	0.9726
Panamá II	0.9754	0.9839	0.9837	0.9808	0.9848	0.9812
Coposa	0.9799	0.9879	0.9877	0.9850	0.9887	0.9854
Changuinola	1.0245	1.0227	1.0225	1.0249	1.0255	1.0250
Concepción	1.0329	1.0295	1.0300	1.0336	1.0347	1.0337

Fuente: ETESA- Plan de Expansión del 2008

Como se puede observar en las tablas anteriores, para condiciones de contingencias en los principales circuitos de 230 kV, el nivel de tensión en las distintas barras del sistema de transmisión se mantiene dentro de los límites especificados en el Reglamento de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 kV. Estos resultados pueden observarse en el Anexo 6 de resultados de estado estacionario.

4.3 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas líneas de 230 y 115 kV del sistema, incluyéndose en el presente informe aquellas consideradas más críticas para el sistema en los años analizados. Estas son:

- Falla trifásica en la línea de 230 kV Llano Sánchez-Panamá II, con apertura de uno de los circuitos de esta línea.
- Falla trifásica en la línea de 230 kV Guasquitas-Veladero, con apertura de uno de los circuitos de esta línea.
- Falla trifásica en la línea de 230 kV Mata de Nance-Veladero, con apertura de uno de los circuitos de esta línea.
- Falla trifásica en la línea de 115 kV Panamá- Cemento Panamá, con apertura de este circuito.
- Falla trifásica en la línea de 115 kV Las Minas 2-Chilibre, con apertura de uno de este circuito.
- Falla trifásica en la línea de 115 kV Las Minas 1-Santa Rita, con apertura de uno de los circuitos de esta línea.

La duración de la falla, en 230 kV es de 4 ciclos, que es el tiempo de apertura del interruptor, aproximadamente 2 ciclos, más el tiempo de operación de las protecciones, que es de aproximadamente otros 2 ciclos. Para las fallas en 115 kV, el tiempo de operación es un poco más lento, siendo el tiempo de apertura del interruptor igualmente de 2 ciclos, más el tiempo de la operación de las protecciones, que es de aproximadamente 4 ciclos, para un total de 6 ciclos.



Handwritten signature or initials.

Estas fallas son consideradas como las más críticas ya que al fallar uno de los circuitos entre estas subestaciones solamente queda uno o ningún circuito en operación entre ellas, lo cual no ocurre entre las otras subestaciones del sistema. Además, presentan las condiciones de ser la primera de ellas, la línea más larga del sistema y la segunda contingencia, la más crítica en el sector este, cerca del principal centro de carga, la Ciudad de Panamá, ya que mediante esta línea se conecta la generación de las centrales Bayano y Pacora, las cuales son consideradas como operación de base, por lo cual siempre se encuentran en operación.

Para estas fallas se graficaron los siguientes resultados: 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. Se puede observar para todas ellas que se obtiene un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones.

Todos los resultados de estos análisis, para los años 2008 al 2011, se presentan en el Anexo 8, Resultados de Estabilidad.

4.4 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

Se realizaron los cálculos de corrientes de falla, tanto trifásica como monofásica, en las distintas barras del sistema de transmisión de ETESA, los cuales se presentan en el Anexo 7, “Niveles de Corto Circuito 2008 – 2011”.

El Cuadro N° 4.15 muestra la capacidad interruptiva de los interruptores en las diferentes subestaciones de ETESA, para los distintos niveles de tensión. Como se puede observar en este cuadro, los niveles de falla en las distintas barras de las subestaciones mostradas en el Anexo 7 son muy inferiores a la capacidad interruptiva de los que interruptores de estas subestaciones.



Cuadro N° 4.15: Capacidad Interruptiva de las Subestaciones

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	-		

Fuente: ETESA- Plan de Expansión del 2008

4.5 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: el de baja frecuencia y el de bajo voltaje. En los Cuadros N° 4.16 y 4.17 se presentan los valores actualmente utilizados en estos esquemas.



Cuadro N° 4.16: Esquema de desconexión de carga por baja frecuencia

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA										
ESCALÓN	FRECUENCIA (HZ)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)		
# 1	59.30	EDEMET	LOCERIA	4-87	126.0	3.00	2.85			
		EDEMET	LOCERIA	4-89	213.0	5.10	4.84			
		EDEMET	LOCERIA	4-32	319.0	7.62	7.27			
		ELEKTRA	TINAJITAS	TIN-2	256.0	5.66	5.51			
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-94	213.0	5.14	5.07	25.54		
	59.25		PROGRESO	230-10						
# 2	59.10	EDEMET	LOCERIA	4-30	284.0	6.79	6.62			
		EDEMET	LOCERIA	4-28	259.0	6.20	6.06			
		EDEMET	LOCERIA	4-33	145.0	3.47	3.18			
		ELEKTRA	COLON	9-32	79.9	1.91	1.76			
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-45	119.0	2.84	2.75			
		ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-102	212.0	5.10	4.95	25.32		
# 3	58.90	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-10	439.0	10.50	9.81			
		EDEMET	SAN FRANCISCO	2-16	314.0	7.50	7.46			
		EDEMET	SAN FRANCISCO	2-18	159.0	3.80	3.43			
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-93	97.5	2.33	2.19			
		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				33.63		
	58.85		PROGRESO	230-10						
# 4	58.80	EDEMET	MARANON	6-53	229.0	5.48	5.06			
		EDEMET	MARANON	6-54	336.0	8.02	7.34			
		EDEMET	LOCERIA	4-83	417.0	9.97	9.21			
		EDEMET	LOCERIA	4-84	301.0	7.20	6.86			
		EDEMET	SAN FRANCISCO	2-05	323.0	7.73	7.41			
		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	58.78		
# 5	58.60	EDEMET	LOCERIA	4-82	352.0	8.42	8.01			
		EDEMET	LOCERIA	4-81	307.0	7.33	6.99			
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-43	415.0	9.92	9.52	24.52		
# 6	58.45	EDEMET	MARANON	6-63	286.0	6.83	6.83			
		EDEMET	SAN FRANCISCO	2-19	146.0	3.50	3.48			
		EDEMET	ARRAIJAN	19-2	209.0	5.00	4.85			
		EDEMET	ARRAIJAN	19-3	209.0	6.20	6.00			
		EDEMET	CORONADO	15-25	172.0	4.10	4.07			
		EDEMET	CORONADO	15-24	230.0	5.50	5.30			
		ELEKTRA	TOCUMEN	TOC-4	339.7	8.12	7.96			
		ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-101	225.8	5.39	5.35			
				ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-104	235.4	5.62	10.86	54.70
		TOTAL								222.49

NOTAS: DATOS DE EDEMET ACTUALIZADOS AL 27 DE OCTUBRE DE 2006.

DATOS DE ELEKTRA ACTUALIZADOS AL 10 DE JULIO DE 2006.



Cuadro N° 4.17: Esquema de desconexión de carga por bajo voltaje

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJO VOLTAJE								
ETAPA	VOLTAJE (KV) (Ref. 115 KV)	TIEMPO DE DESCONEXIÓN CICLOS	APORTE REQUERIDO (MW)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	CARGA MW	CARGA MVAR
1	105	30	35	EDEMET	MARAÑÓN	6-47	6.70	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
						TOTAL	37.27	13.91
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
3	105	180	25	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-11	1.49	0.58
						2-15	7.75	2.68
						2-20	7.46	3.13
						2-22	8.50	2.28
						GRAN TOTAL	82.09	22.24

NOTAS: DATOS DE EDEMET ACTUALIZADOS AL 12 DE ABRIL DE 2006

DATOS DE ELEKTRA ACTUALIZADOS AL 13 DE DICIEMBRE DE 2004



Handwritten signature or initials.

Capítulo 5: Niveles de Confiabilidad

5.1 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 2007 – 2010 a partir de las estadísticas de fallas de las respectivas líneas y generadores actualizadas a Noviembre de 2006.

5.2 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 2007 - 2021

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

5.3 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



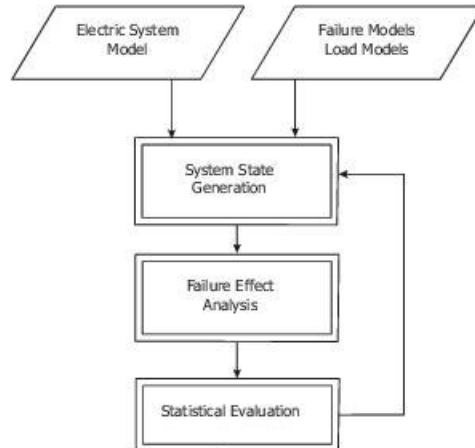


Figura 5-1
Diagrama de flujo básico

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: λ

Una constante de tasa de reparación: μ



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 " β " 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:
 α es el parámetro de escala
 β 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.

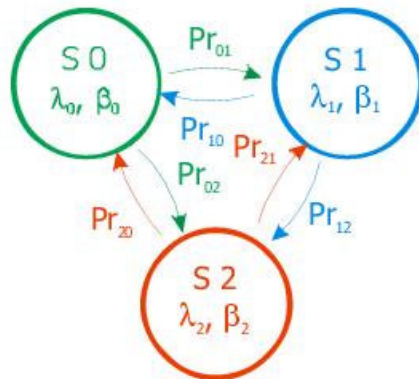


Figura 5-2
Modelo Weibull-Markov para tres estados

La Figura 5-2 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 “ λ ” y “ β ” 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

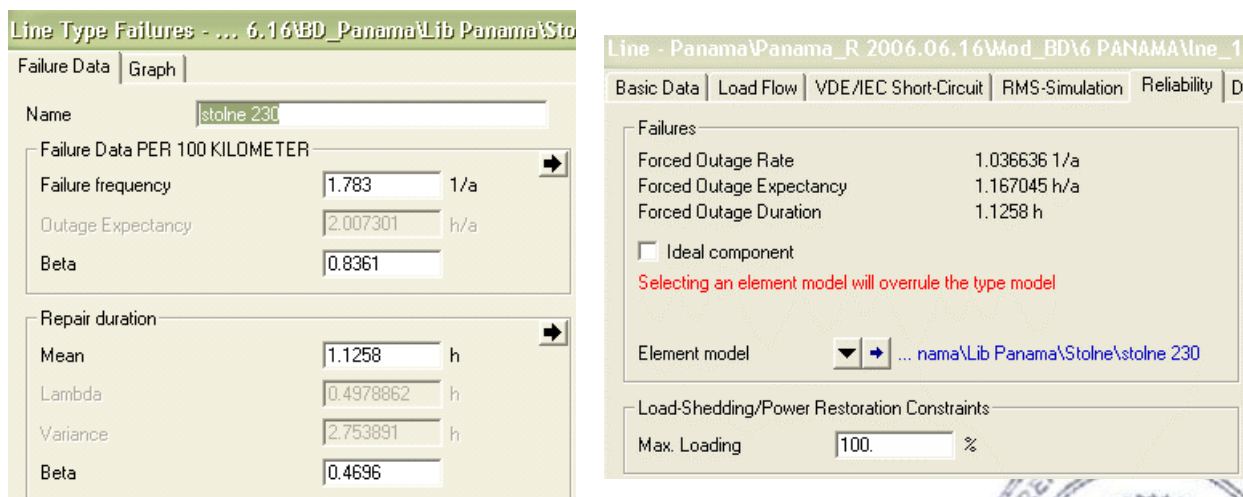


Figura 5-3
Modelo Weibull-Markov para fallas en líneas

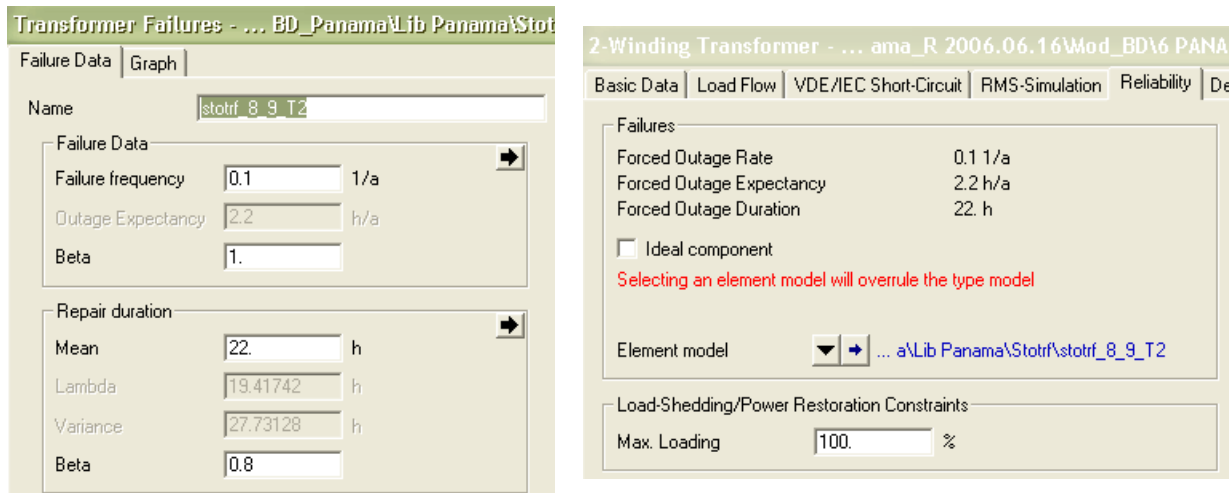


Handwritten signature

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 β** . 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 β de la distribución Weibull para los dos estados, se estiman a partir de las estadísticas cronológicas de falla de cada componente.



Transformer Failures - ... BD_Panama\Lib Panama\Stotf

Failure Data | Graph

Name: stotrf_8_9_T2

Failure Data

Failure frequency: 0.1 1/a

Outage Expectancy: 2.2 h/a

Beta: 1.

Repair duration

Mean: 22. h

Lambda: 19.41742 h

Variance: 27.73128 h

Beta: 0.8

2-Winding Transformer - ... ama_R 2006.06.16\Mod_BD\6 PANA

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | RMS-Simulation | Reliability | De

Failures

Forced Outage Rate: 0.1 1/a

Forced Outage Expectancy: 2.2 h/a

Forced Outage Duration: 22. h

Ideal component

Selecting an element model will overrule the type model

Element model: ... a\Lib Panama\Stotrf\stotrf_8_9_T2

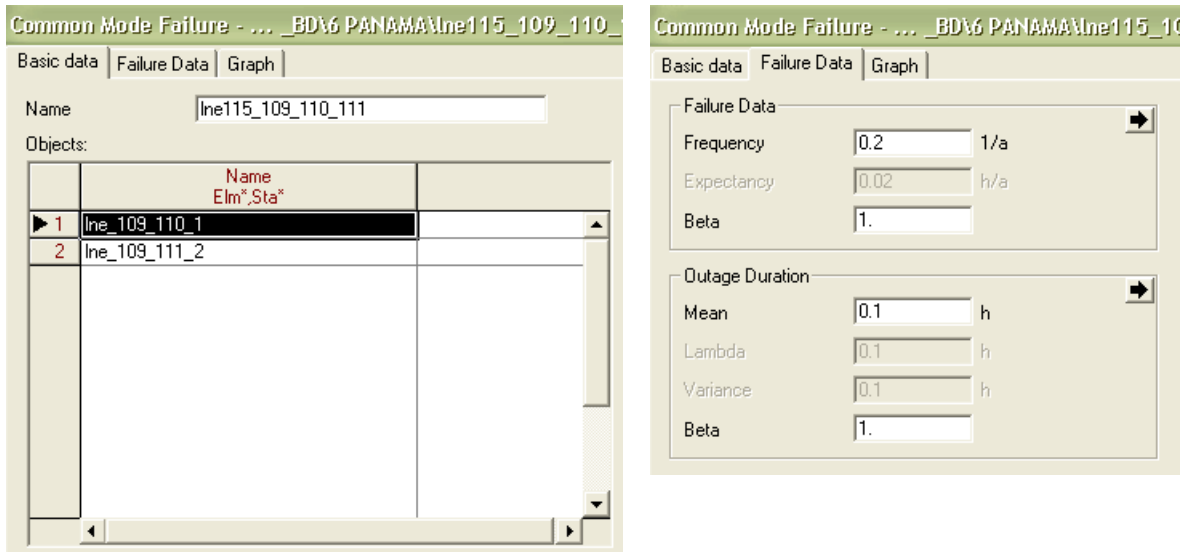
Load-Shedding/Power Restoration Constraints

Max. Loading: 100. %

Figura 5-4
Modelo Weibull-Markov para fallas en transformadores



MODELO DE FALLAS DE MODO COMÚN



Common Mode Failure - ... _BD\6 PANAMA\lne115_109_110_

Basic data | Failure Data | Graph

Name:

Objects:

	Name	Elm*	Sta*
▶ 1	lne_109_110_1		
2	lne_109_111_2		

Common Mode Failure - ... _BD\6 PANAMA\lne115_109_110_

Basic data | Failure Data | Graph

Failure Data

Frequency: 1/a

Expectancy: h/a

Beta:

Outage Duration

Mean: h

Lambda: h

Variance: h

Beta:

Figura 5-5
Modelo Weibull-Markov para fallas de modo común

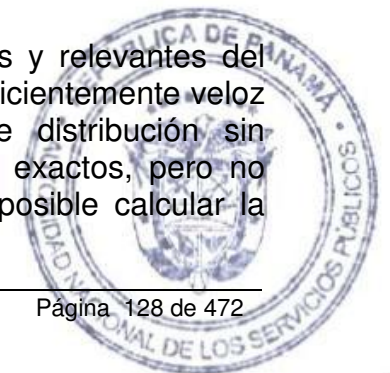
Todos los componentes de modelos de falla son independientes. Dos o más elementos del sistema pueden compartir el mismo modelo de falla, pero su comportamiento de falla será independiente. Desde los modelos de falla, la expectativa de falla puede ser calculada como la fracción de tiempo promedio, o el 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 5-5 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 todos los estados posibles y relevantes del sistema uno por uno. El método de cálculo enumerado es lo suficientemente veloz para realizar una rápida evaluación de grandes redes de distribución sin comprometer precisión. Permite calcular promedios analíticos exactos, pero no indicadores de confiabilidad de distribución. Por ejemplo, es posible calcular la



de

indisponibilidad anual promedio en horas/año, pero no la probabilidad de que esta indisponibilidad sea menor a 15 minutos para un cierto año.

El algoritmo de enumeración de estados puede incluir fallas independientes traslapadas, así como fallas de modo común y esquemas de mantenimiento.

La Figura 5-6 muestra el diagrama de flujo completo para el proceso de valoración de confiabilidad por el método de enumeración de estados.

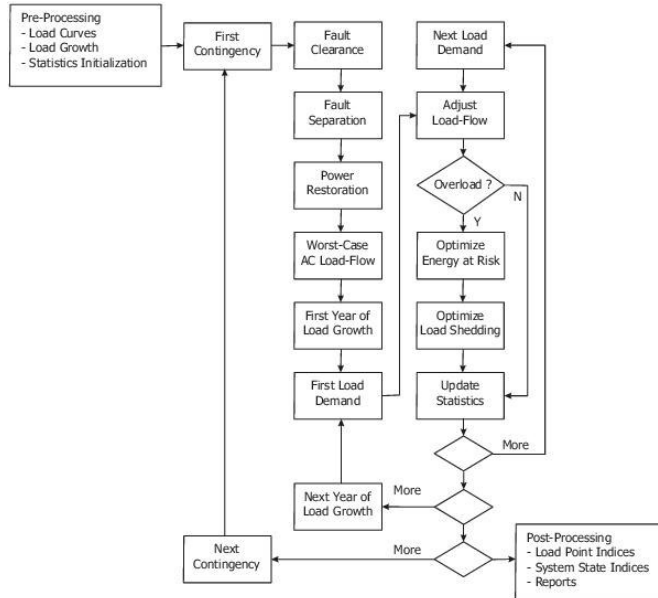


Figura 5-6
Algoritmo de enumeración de estados

Una vez concluida la enumeración de estados, los casos analizados quedan disponibles para verificación por parte del analista. La Figura 5-7 muestra, por ejemplo, los re-despachos creados por el algoritmo al evaluar la contingencia en la línea "Ine_100_115_1A".

Name	Q...	...	h	A...	s	...	Generator/E...	Active Power	Reactive Power
				m			ElmSym,Elm...	MW	MVA
Generator Re-Dispatch sym_106_M1			0	0	1.		sym_106_M1	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_106_M2			0	0	1.		sym_106_M2	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_106_M3			0	0	1.		sym_106_M3	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_107_M4			0	0	1.		sym_107_M4	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_107_M5			0	0	1.		sym_107_M5	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_107_M6			0	0	1.		sym_107_M6	0.70522	0.493229
Generator Re-Dispatch sym_116_P1			0	0	1.		sym_116_P1	2.47900	1.60727
Generator Re-Dispatch sym_116_P2			0	0	1.		sym_116_P2	2.47900	1.60727
Generator Re-Dispatch sym_116_P3			0	0	1.		sym_116_P3	2.47900	1.60727
Generator Re-Dispatch sym_128_G3			0	0	1.		sym_128_G3	-0.22987	-0.131760

Figura 5-7
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.



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 _i	Energía no suministrada del punto de carga	$LPENS_i = ACIT_i * (Pd_i + Ps_i)$	MWh/a
LPEAR _i	Energía en riesgo del punto de carga	$LPEAR_i = ACIT_i * (Pr_i)$	MWh/a
LPES _i	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



Handwritten signature

5.4 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 9 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 (λ)
- tiempos de reparación promedio
- factores de forma (β)

En el proceso de cálculo de las **tasas de falla (λ)** 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 promedios de las líneas en el nivel de tensión respectivo.

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 β** 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 5-2 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 9.

Tabla 5-2
Parámetros del modelo de fallas para líneas a 115 kV

Elemento	km	TTR	n	FA/100
lne_109_110_1	21.00	0.1200	5	3.5675
lne_109_111_2	21.00	1.9389	3	2.1405
lne_12_87_1	24.98	0.0917	6	3.5989
lne_12_87_2	24.98	0.0300	5	2.9991
lne_15_20_1	30.00	0.7800	15	7.4918
lne_18_110_1	26.00	5.8467	5	2.8815
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	1.9315	18	6.6266
lne_2_18_1	0.80	0.2000	2	37.4589
lne_2_23_3A	22.50	1.0359	17	11.3209
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	0.1262	7	16.9169
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	0.0778	3	7.7501
316.8	1.0168	117	8.1359	

Las duraciones promedio de fallas en las líneas a 115 kV varía entre 0.03 y 5.85 h, y el promedio aritmético de todas las líneas a 115 kV es de 1.02 h. El número de fallas al año por cada 100 km en las líneas a 115 kV varía entre 1.36 y 37.46 f/a, y el promedio aritmético de todas las líneas a 115 kV es de 8.14 f/a.

En la Tabla 5-3 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 9.

Tabla 5-3
Parámetros del modelo de fallas para líneas a 230 kV

Elemento	km	TTR	n	FA/100
lne_1_3_1	12.94	1.4167	1	1.1579
lne_1_3_2	12.94	1.4167	1	1.1579
lne_1_5_1	39.00	2.1567	5	1.9210
lne_1_5_2	39.00	0.9111	9	3.4577
lne_100_103_2A	58.14	2.8905	7	1.8040
lne_100_115_1A	49.14	3.4767	5	1.5246
lne_11_14_9	54.00	0.0572	8	2.2198
lne_11_148_1	84.49	0.2917	2	0.3547
lne_11_148_2	84.49	5.7904	2	0.3547
lne_11_148_2	84.49	5.7904	2	0.3547
lne_11_96_1	37.50	0.6833	1	0.3996
lne_11_96_2	37.50	0.0333	1	0.3996



Elemento	km	TTR	n	FA/100
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	0.8292	4	3.1544
lne_5_8_1	142.19	1.0679	8	0.8430
lne_5_8_1	142.19	1.0679	8	0.8430
lne_5_8_2	142.19	0.6675	11	1.1591
lne_5_8_2	142.19	0.6675	11	1.1591
lne_8_148_1	109.36	0.8100	5	0.6851
lne_8_148_2	109.36	0.2500	5	0.6851
lne_8_148_3	110.07	0.5250	2	0.2723
lne_96_147_1	16.00	0.0583	2	1.8729
	1,545.9	1.3563	102	1.2532

Las duraciones promedio de fallas en las líneas a 230 kV varía entre 0.03 y 3.46 h, y el promedio aritmético de todas las líneas a 230 kV es de 1.36 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 1.25 f/a.

En la Tabla 5-4 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 5-4
Parámetros del modelo de fallas para líneas utilizados

Tensión [kV]	Modelo para Reparación		Modelo para Operación	
	D. Promedio [H]	Factor Forma (β)	Frecuencia [1/año-100 km]	Factor Forma (β)
115 kV	1.0168	0.4829	8.1359	0.4414
230 kV	1.3563	0.4566	1.2532	0.4893

En todos los casos se observa que β 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 5-5 se resumen los parámetros para estas fallas.

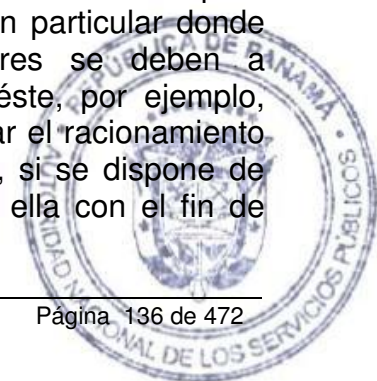
Estos modelos corresponden generalmente a salidas de líneas en torres de doble circuito aunque, como puede comprobarse en la Tabla 5-5 también pueden darse otros casos, como por ejemplo de líneas cercanas que en algún momento puedan compartir su trazado o servidumbre, o que se conectan a una misma subestación.

Tabla 5-5
Parámetros de Confiabilidad de Fallas Simultáneas

Bus i, c1	Bus j, c1	#	Bus i, c2	Bus j, c2		[1/a]	[H]
1 PAN230	3 PANII230	L1	1 PAN230	3 PANII230	L2	0.1833	1.4167
1 PAN230	5 CHO230	L1	1 PAN230	5 CHO230	L2	0.3666	0.6417
100 BAY230	103 COPESA23	L1	100 BAY230	115 PACORA23	L1	0.3666	2.9083
100 BAY230	115 PACORA23	L1	3 PANII230	115 PACORA23	L1	0.1833	0.3500
109 COLON115	110 PTMD115A	L1	54 LM1115	109 COLON115	L2	0.1833	0.0500
109 COLON115	111 PTMD115B	L2	18 CAC115	110 PTMD115A	L1	0.1833	0.0667
11 M_N230	148 VELAD230	L1	11 M_N230	148 VELAD230	L2	0.1833	0.5667
12 M_N115	87 CAL115	L1	12 M_N115	87 CAL115	L2	0.5500	0.0833
12 M_N115	87 CAL115	L2	87 CAL115	92 L_V115	L1	0.1833	0.0333
18 CAC115	110 PTMD115A	L1	54 LM1115	109 COLON115	L1	0.1833	0.2167
2 PAN115	154 CEMPAN15	L1	2 PAN115	23 CH115	L1	1.0999	0.2000
2 PAN115	23 CH115	L1	23 CH115	55 LM2115	L1	0.1833	0.1000
5 CHO230	8 LSA230	L1	5 CHO230	8 LSA230	L2	0.7333	2.0958
54 LM1115	109 COLON115	L1	54 LM1115	109 COLON115	L2	0.1833	0.4333
8 LSA230	148 VELAD230	L1	8 LSA230	148 VELAD230	L2	0.3666	0.5750
87 CAL115	88 EST115	L1	87 CAL115	92 L_V115	L1	0.1833	0.0333

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.

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.

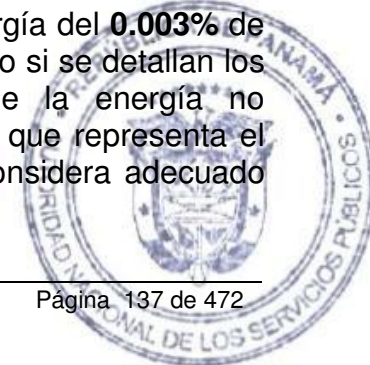
En la Tabla 5-6 se presentan los indicadores de confiabilidad globales para el sistema de transmisión durante el horizonte analizado y en el Anexo 9 se presentan los resultados con mayor detalle.

Tabla 5-6
Indicadores promedio de confiabilidad del sistema Panameño

Indicador	Unidad	2007	2008	2009	2010
SAIFI	f/C-año	0.1529	0.1638	0.1642	0.2315
CAIFI	f/A-año	0.8551	0.7859	0.9114	0.9835
SAIDI	Horas/C-año	0.1305	0.1283	0.1106	0.1904
CAIDI	Horas	0.8481	0.7806	0.6694	0.7297
ASAI	%	99.9985%	99.9985%	99.9987%	99.9978%
ASUI	%	0.0015%	0.0015%	0.0013%	0.0022%
ENS	MWh/año	79.3595	52.6625	61.1585	207.6924
DEM	GWh	6,166.42	6,505.07	6,913.54	7,278.66
VERE	%	0.0013	0.0008	0.0009	0.0029

SAIFI:	Frecuencia de interrupción promedio del sistema
CAIFI:	Frecuencia de interrupción promedio por usuario
SAIDI:	Duración de interrupción promedio del sistema
CAIDI:	Duración de interrupción promedio por usuario
ASAI:	Disponibilidad de servicio promedio
ASUI:	Indisponibilidad de servicio promedio
ENS:	Energía no suministrada
DEM:	Demanda anual de energía del sistema
VERE:	Valor Esperado de Racionamiento de Energía

Los resultados muestran que para el horizonte 2007 - 2010 el sistema de transmisión panameño tendría una disponibilidad superior al **99.99%**, y en el último año del horizonte, 2010 se esperaría tener energía no servida de 208 Mwh que corresponde a un valor esperado de racionamiento de energía del **0.003%** de la demanda total del sistema. Sin embargo, para este mismo año si se detallan los indicadores de confiabilidad del Anexo 9 se observa que la energía no suministrada en demanda máxima invierno alcanza 416 MWh, que representa el 0.0131% de la demanda. Aunque este indicador todavía se considera adecuado



Handwritten signature

para un sistema de transmisión, este se encuentra ya en el límite superior recomendado en referencias internacionales,

El número esperado de fallas por año para todo el sistema es del orden de 0.16 que se incrementa a 0.23 en el año 2010. Esto significa que se espera que el sistema falle una vez cada seis años hasta el año 2009 y una vez en cuatro años a partir de 2010. Si se cuantifican solo los consumidores afectados, se espera que estos tengan alrededor de 1 salida cada año por efecto del conjunto generación – transmisión.

Se espera que cada una de las salidas dure entre 7 y 11 minutos como promedio general del sistema generación - transmisión, pero cuando se incluyen sólo los consumidores afectados, la duración esperada de la falla está en el rango de 40 a 50 minutos.

Con relación a las cargas, las de mayor racionamiento son Ffield, Charco Azul, Changuinola, Llano Sánchez 115 kV y 34.5 kV y Chorrera, como puede apreciarse en la Tabla 5-7.

Tabla 5-7
Indicadores promedio de confiabilidad de las Cargas

Carga	Barra	2007				2008			
		TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a
lod_61_1	FFIELD	0.15	0.16	0.27	10.96	0.01	0.04	0.23	1.11
lod_9_1	LSA115	0.12	0.02	4.98	9.63	0.17	0.02	4.91	14.48
lod_7_1	CHO34	0.35	0.05	4.98	26.73	0.03	0.01	4.91	1.39
lod_312_1	LGUIAS34.5	0.00	0.00	0.00	0.00	1.27	2.54	0.50	12.38
lod_10_1	L_S_34	0.99	0.13	4.98	10.57	0.98	0.13	4.91	7.88
lod_20_1	CH_AZUL	0.97	2.44	0.39	5.20	0.97	2.44	0.40	5.28
lod_192_1	CHANG34	1.67	1.95	0.85	13.85	0.87	0.10	8.65	7.72
lod_30_1	MAR115	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
lod_23_1	CH115	0.01	0.18	0.04	0.17	0.01	0.18	0.04	0.17
lod_57_1	L_M_13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
lod_33_1	STM115	0.04	0.11	0.39	2.25	0.05	0.11	0.40	2.25
lod_50_1	M_O115	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
lod_154_1	CEMPAN15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
lod_131_1	BAL44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
lod_48_1	TINAJ115	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



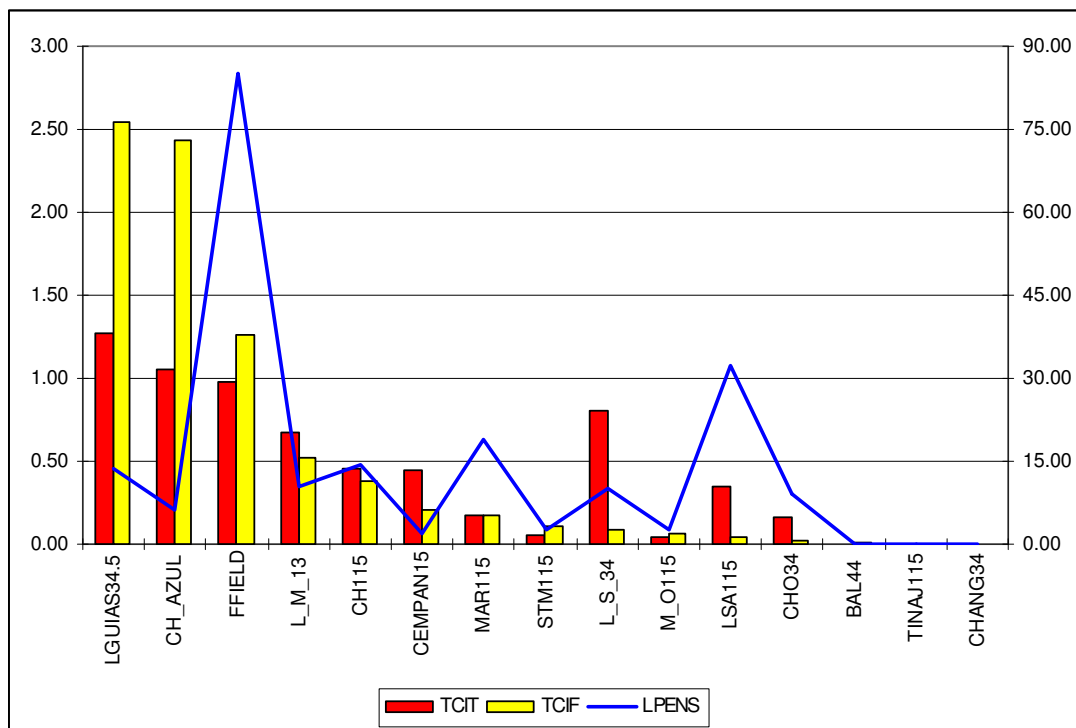
Carga	Barra	2009				2010			
		TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a
lod_61_1	FFIELD	0.05	0.14	0.23	3.98	0.98	1.26	0.29	85.19
lod_9_1	LSA115	0.25	0.03	4.91	21.75	0.35	0.04	5.63	32.28
lod_7_1	CHO34	0.11	0.02	4.91	5.82	0.16	0.02	5.63	9.21
lod_312_1	LGUIAS34.5	1.27	2.54	0.50	13.10	1.27	2.54	0.50	13.64
lod_10_1	L_S_34	0.98	0.13	4.91	8.28	0.80	0.09	4.01	9.96
lod_20_1	CH_AZUL	1.05	2.44	0.43	5.73	1.06	2.44	0.43	6.33
lod_192_1	CHANG34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
lod_30_1	MAR115	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.17	0.32	18.86
lod_23_1	CH115	0.01	0.18	0.04	0.18	0.45	0.38	0.71	14.41
lod_57_1	L_M_13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.68	0.52	0.56	10.43
lod_33_1	STM115	0.05	0.11	0.43	2.30	0.05	0.11	0.43	2.55
lod_50_1	M_O115	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.07	0.95	2.74
lod_154_1	CEMPAN15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.44	0.20	0.95	1.97
lod_131_1	BAL44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.19	0.08
lod_48_1	TINAJ115	0.00	0.00	0.08	0.01	0.00	0.00	0.08	0.06

Las primeras cuatro de ellas se caracterizan por estar localizadas en extremos del sistema de transmisión, mientras que el racionamiento esperado de las siguientes está más asociado a la indisponibilidad esperada de los transformadores 230/155 kV respectivos. La carga de Chanquinola no tiene racionamiento hacia el final del horizonte ya que se refuerza la transmisión hacia esta área con la entrada en operación de la planta Changuinola.

En la Figura 5-8 se ilustran los indicadores de frecuencia, duración y valor esperado de racionamiento para todas las cargas en el año 2010.



Figura 5-8
Índices de confiabilidad de cargas, año 2010

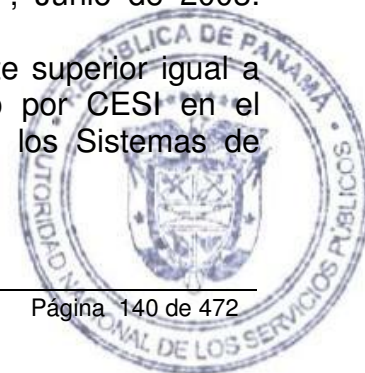


5.5 CONCLUSIONES

- El sistema de transmisión de Panamá puede llegar al año 2010 con una confiabilidad del **99.998%** y un valor esperado de racionamiento de energía del **0.003%** de la demanda del sistema.
- En el año 2010, demanda máxima invierno el Valor Esperado de Racionamiento de Energía se encuentra en 0.0131%, el cual se considera cercano 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.

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.




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:

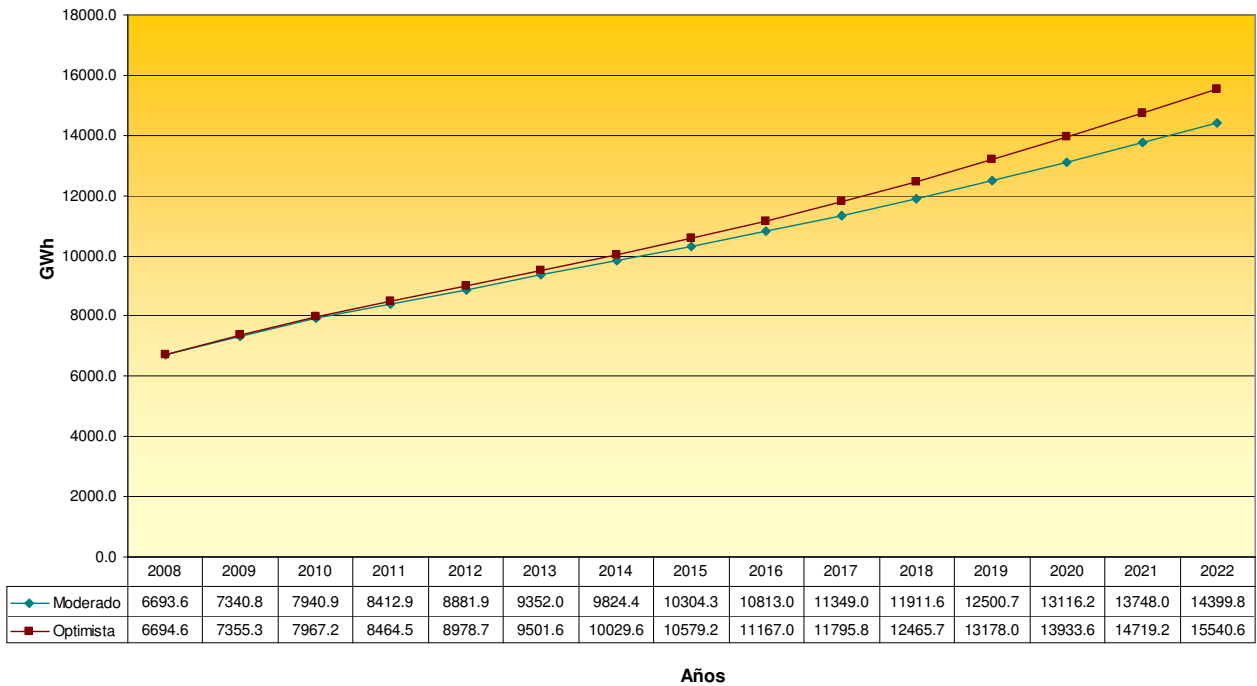
- (1) Los planes que se obtengan deben ser de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo.
- (2) Criterios de Confiabilidad de Energía:
 - i) Para ningún año del periodo de planificación se permiten déficit 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 2008, indicado por la COPE en la que se establece que el parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND, de acuerdo a las reglas comerciales.
- (4) Costo de Racionamiento de Energía: Se establece para la presente revisión del Plan de Expansión un valor único de 1,200 \$/MWh, que corresponde al Costo de la Energía No Servida (CENS).
- (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: el escenario moderado y el escenario optimista, con tasas de crecimiento anual sostenido de 5.7% y 6.2% en energía y potencia respectivamente, como se puede apreciar en los Gráficos N° 1.1 y 1.2.



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

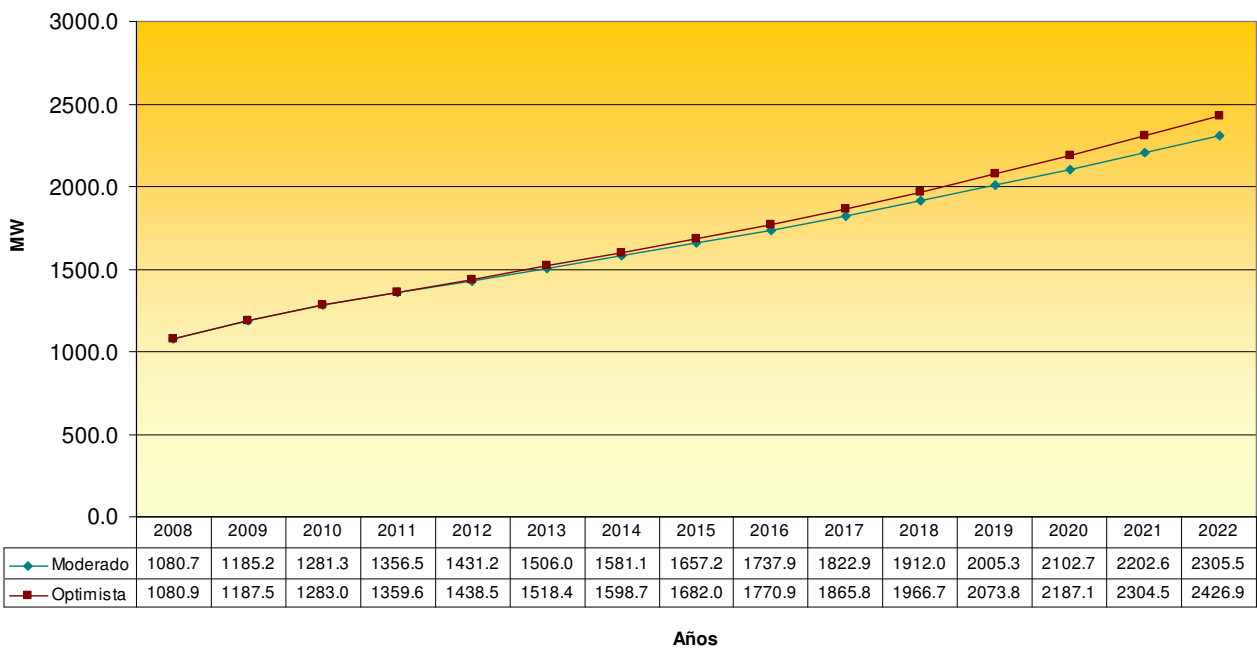
Pronóstico de Energía de Panamá



Fuente: Revisión del Plan de Expansión del 2008.

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

Pronóstico de Potencia de Panamá



Fuente: Revisión del Plan de Expansión del 2008.



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. Estos valores fueron establecidos en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2008.

CUADRO N° 1.1: Proyecciones de Precios de Combustibles.

AÑO	(US\$/BBI)			(US\$/Mbtu)	US\$/Ton-m
	Diesel Liviano	Diesel Marino	Bunker-C	Gas Natural Gasoducto	Carbón
2008	119.82	111.60	79.29	7.77	74.32
2009	122.60	114.18	81.13	7.95	76.04
2010	125.33	116.73	82.93	8.13	77.73
2011	128.11	119.32	84.78	8.31	79.46
2012	130.96	121.98	86.67	8.50	81.23
2013	133.88	124.69	88.59	8.68	83.04
2014	136.86	127.47	90.56	8.88	84.89
2015	139.90	130.30	92.58	9.07	86.77
2016	143.01	133.20	94.64	9.28	88.70
2017	146.20	136.16	96.74	9.48	90.68
2018	149.45	139.19	98.90	9.69	92.70
2019	152.77	142.29	101.10	9.91	94.76
2020	156.17	145.46	103.35	10.13	96.87
2021	159.65	148.69	105.65	10.36	99.02
2022	163.20	152.00	108.00	10.59	101.22

Fuente: Políticas y Criterios para la revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2008.

CUADRO N° 1.2: Poder Calorífico del Combustible.

Poder Calórico

Tipo de Combustible	Kcal/Gal
---------------------	----------

Búnker	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 presente 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 sin Pequeñas Centrales.

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	TIPO DE COMBUSTIBLE	RENDIMIENTO (Gal/MWh)	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	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	Búnker	86.07	32	40.00
BLM Corp, S.A.	BLM-3	Termoeléctrica	Búnker	80.58	32	40.00
BLM Corp, S.A.	BLM-4	Termoeléctrica	Búnker	81.62	32	40.00
BLM Corp, S.A.	Ciclo Comb.BLM	Termoeléctrica	Diesel Marino	64.83	135	160.00
Pedregal Power Company	Pacora	Termoeléctrica	Búnker	57.1	52	53.53
COPESA	Copesa	Termoeléctrica	Diesel Liviano	72.22	43	44.00
PAN-AM Generating Ltd.	Pan_Am	Termoeléctrica	Búnker	59.66	92	96.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	Diesel Liviano	109.14	18	42.80
Total (MW)					1021	1298
Total Hidro					782	60%
Total Térmico					516	40%

Fuente: Información entregada a ETESA por los Agentes. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

CUADRO N° 1.4: Retiros de Plantas Térmicas.

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	TIPO DE COMBUSTIBLE	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	AÑO DE RETIRO
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	Diesel Liviano	42.8	2017

Se consideran como candidatos únicamente proyectos con estudios de reconocimiento, prefactibilidad o factibilidad que tienen emitida y vigente la respectiva resolución de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), entidad que certifica la obtención definitiva de la concesión para la explotación y operación, y/o tenga al menos la autorización de conducencia de la Autoridad Nacional del Medio Ambiente (ANAM) para tramitar la respectiva Concesión de



Aguas. Estos proyectos están identificados en el Cuadro N° 1.5. Las características de proyectos térmicos candidatos se incluyen en el Cuadro N°1.6.

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.	25.1	20	124.0	5.0	2346.6
Lorena	Filo de Agua	Alternegy, S.A.	35.7	30.6	168.6	5.0	2345.4
Prudencia	Filo de Agua	Alternegy, S.A.	56.2	50.1	273.2	5.0	2364.8
Bonyic	Filo de Agua	Hidroecológica del Teribe, S.A	30.0	20.0	160.0	5.0	2400.0
Sindigo	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltda.	10.0	3.0	48.0	5.0	2200.0
Chan I	Embalse	AES Changuinola	223.0	118.9	1046.5	5.0	1435.0
El Alto	Filo de Agua	Hydro Caisán, S.A.	60.0	24.7	270.00	5.0	2350.0
Pando	Filo de Agua	Electron Investment	32.6	19.5	174.0	5.0	2355.8
Monte Lirio	Filo de Agua	Electron Investment	52.0	26.6	288.00	5.0	2383.8
Mendre	Filo de Agua	Caldera Energy Corp.	19.8	4.0	101.10	5.0	1767.7
Barro Blanco	Embalse	Generadora del Istmo S.A.	19.8	14.0	106.70	5.0	3131.3
Bajo de Mina	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A	52.4	28.75	263.90	5.0	2152.1
Baitún	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A	86.0	57	408.20	5.0	2151.2
Tabasará II	Embalse	Consortio Hidroeléctrico Tabasará	34.5	16	148.50	5.0	2316.8

Fuente: Información entregada a ETESA por los Agentes. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

CUADRO N°1.6: Proyectos Térmicos Candidatos.

PROYECTOS DE EXPANSIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	RENDIMIENTO	COMBUSTIBLE UTILIZADO	COSTO DE O & M		COSTO DE CONSTRUCCIÓN \$/Kw
				FIJO (\$/kW-Año)	VARIABLE (\$/MWh)	
Motor de Media Velocidad	50	52 (1)	Búnker C	46.86	3.4	1,000.0
Motor de Media Velocidad	100	55.05 (1)	Búnker C	47.05	7.5	1,500.0
Ciclo Combinado	100	219.31 (3)	Gas Natural	35.87	2.0	1,300.0
Ciclo Combinado	150	219.31 (3)	Gas Natural	30.35	1.8	1,300.0
Ciclo Combinado	150	57.97 (1)	Diesel	35.87	2.4	1,300.0
Ciclo Combinado	250	204.7 (3)	Gas Natural	30.35	1.7	1,200.0
Ciclo Combinado	250	54.35 (1)	Diesel	38.63	2.1	1,200.0
Turbina de Gas	50	292.42 (3)	Gas Natural	8.58	2.1	900.0
Turbina de Gas	100	277.8 (3)	Gas Natural	7.36	1.8	800.0
Turbina de Gas Diesel	100	72.46 (1)	Diesel	9.81	2.4	930.0
Carbón 150	150	0.51 (2)	Carbón	68.99	4.5	1,800.0
Carbón 250	250	0.39 (2)	Carbón	64.39	4.2	1,800.0
Termo Colón	130	55 (1)	Búnker C	9.60	1.8	569.2
El Giral	50	60.69 (1)	Búnker C	45.07	10.0	1,148.0
Panapower	68	57 (1)	Búnker C	15.00	76.0	882.4
Térmica Cativá	87	59.55 (1)	Búnker C	44.74	4.2	919.5

(1) El rendimiento de esta planta está expresado en Gal/MWh
 (2) El rendimiento de esta planta está expresado en Ton/MWh.
 (3) El rendimiento de esta planta está expresado en m3/MWh



Fuente: Información entregada a ETESA por los Agentes. Revisión del Plan de Expansión del 2008, para las planta de Globeq, Termo Colón, El Giral y Térmica Cativá y base de datos del Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR).

1.5 Para el presente estudio no se consideró como proyectos candidatos, los que utilizan turba como combustible debido a la falta de información técnica o en todo caso de un agente interesado en incorporarse al mercado. No obstante, en el Capítulo 6 se presenta información técnica al respecto.

Para este estudio se consideraron dos proyectos eólicos los cuales se muestran Cuadro N°1.7

CUADRO N°1.7: Proyectos Eólicos de Candidatos.

PROYECTOS DE EXPANSIÓN	PROMOTOR	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	COSTO DE CONSTRUCCIÓN (\$/KW)
Toabré	Enrilews	120 *	2000.00
Santa Fe Energy	Green Panama Power S.A.	81	1851.85

* Para este plan sólo se contempló la primera fase.

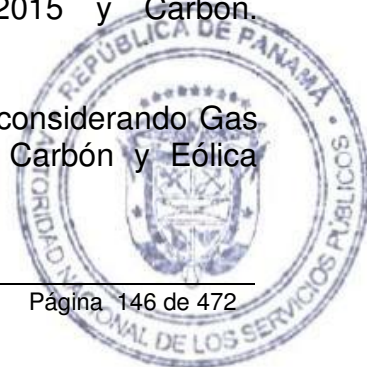
Fuente: Información entregada a ETESA por los Agentes. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

1.6 Los planes de expansión se obtuvieron mediante la utilización de los modelos OptGen y SDDP. El modelo OptGen obtiene planes de generación de mínimo costo, con un programa de despacho que corresponde a una versión simplificada del SDDP. En el Anexo 20 se adjunta la información concerniente a la metodología utilizada por el modelo.

El programa de inversión de mínimo costo de los planes se generó con el OptGen. Luego, con el programa SDDP, se verificó la satisfacción de los criterios de confiabilidad energética para obtener parámetros técnicos y económicos del despacho. Adicionalmente, se verificó para todos los planes que éstos cumplieran a cabalidad con los criterios de confiabilidad de potencia establecidos.

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

- a) **Caso N° 1:** Regional con Demanda Media Hidrotérmico considerando Carbón (REGMHTCB8).
- b) **Caso N° 2:** Regional con Demanda Media Hidrotérmico considerando Gas Natural abastecido por Gasoducto a partir del 2015 y Carbón. (REGMHTGDC8).
- c) **Caso N° 3:** Regional con Demanda Media Hidrotérmico considerando Gas Natural abastecido por Gasoducto a partir del 2015, Carbón y Eólica (REGMHTTLA8).



Handwritten signature or initials.

Es necesario destacar que en este estudio se ha seguido la siguiente prominencia: En primer lugar, se utilizan dos escenarios de crecimiento de la demanda. El moderado y el alto u optimista. Luego, se establecen los casos con alternativas definidas por los candidatos hidráulicos y proyectos térmicos convencionales que consumen hidrocarburos. Las variantes de los casos corresponden a la inserción del carbón importado, gas transportado por gasoducto a partir de 2015 y a la fuente renovable eólica.²⁴

En cuanto al análisis de los casos que aparecen en el Plan Indicativo de Generación del 2008, sólo se realizará el comparativo de los componentes del costo total de los casos establecidos en base a los escenarios indicados en los criterios de para la elaboración del estudio establecidos por la COPE. Las sensibilidades a las cuales se hará referencia en el capítulo 9, se establecen en base a situaciones que podrían afectar de forma importante el escenario planteado en cada uno de los casos como los son: el atraso del proyecto Chan I y la incorporación del gas natural por gasoducto a partir del año 2015, entre otros.

Los planes de expansión resultantes se muestran en el Cuadro N° 1.8. En el mismo, se puede observar que los planes para los casos REGMHTCB8 y REGMHTGDC8, muestran la misma incorporación de obras hasta el año 2013 y para el final del horizonte estudiado la capacidad total instalada en ambos corresponde 1845.8 MW . Es necesario resaltar el hecho que, de las plantas hidráulicas que compiten en el periodo que comprende el horizonte de este estudio, solamente el proyecto Chan I tiene fecha fija de entrada fuera del periodo establecido como corto plazo, es decir del año 2008 al 2010. En el corto plazo, se consideran fijos todos los proyectos, dada la confirmación de los inversionistas, la incorporación de proyectos térmicos que aparecen tanto para 2008 como para 2009 y 2010, como lo son Térmica Cativá, El Giral y Termo Colón.

Al comparar los casos REGMHTCB8 y REGMHTGDC8, se observa que, con la inclusión del gas vía gasoducto como combustible en el parque de generación, ocurre un adelanto en la entrada de los proyectos hidroeléctricos Barro Blanco y Pando, así como un retraso en la entrada del proyecto hidroeléctrico Monte Lirio. En el caso REGMHTTLA8, no se incorporan como expansión en el plan los proyectos hidroeléctricos Pando, Monte Lirio, El Alto y Barro Blanco. En su lugar se observa la incorporación de los proyectos eólicos Toabré y Santa Fe Energy, además de seguir apareciendo los ciclos combinados de gas de 250MW en los años 2019 y el 2020 respectivamente.

²⁴ Cada caso corresponde a un Plan de Expansión determinado.



CUADRO N°.1.8: Planes de Expansión con Demanda Media.

Fecha de Operación	Caso REGMHTCB8				Caso REGMHTGDC8				Caso REGMHTTLA8				
	Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)			
		Hidro	Térmo	Total		Hidro	Térmo	Total		Hidro	Térmo	Eólica	Total
2008	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0	103.5	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0	103.5	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0		103.5
2009	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5	178.5	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5	178.5	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5		178.5
2010	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7	68.0		77.7
2011	Chan I Gualaca Mendre Bonyic	223.0 25.1 19.8 30.0		297.9	Chan I Gualaca Mendre Bonyic	223.0 25.1 19.8 30.0		297.9	Chan I Gualaca Mendre Bonyic	223.0 25.1 19.8 30.0			297.9
2012	Bajo de Mina Tabasará II Lorena CB 250-A	52.4 34.5 35.7		372.6	Bajo de Mina Tabasará II Lorena CB 250-A	52.4 34.5 35.7		372.6	Santa Fe Energy Lorena Tabasará II CB 250-A Bajo de Mina	35.7 34.5 52.4		81.0	453.6
2013	Prudencia Baitún	56.2 86		142.2	Prudencia Baitún	56.2 86.0		142.2	Toabré Prudencia Baitún	56.2 86.0		120.0	262.2
2014	Síndigo	10.0		10.0	Síndigo Pando	10.0 32.0		42.0	Síndigo	10.0			10.0
2015	Pando	32.0		32.0	CCGDBLM (1) Barro Blanco	19.8	158.0	177.8	CCGDBLM (1)		158.0		158.0
2016	Monte Lirio	51.6		51.6									
2017	El Alto	60.0		60.0	El Alto	60.0		60.0					
2018	CB-250-B		250.0	250.0	CCGN 250-A Monte Lirio	51.6	250.0	301.6					
2019	Barro Blanco	19.8		19.8					CCGN 250-A		250.0		250.0
2020				0.0	CCGN 250-B		250.0	250.0	CCGN 250-B		250.0		250.0
2021	CB 250-C		250.0	250.0									
2022													
	Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8	Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8	Total del Plan	597.4	1085.0	201.0	1883.4

(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

El Cuadro N° 1.9 presenta los costos totales de cada uno de los planes obtenidos. El plan cuyo costo total resulta más económico es el que contempla el desarrollo hidrotérmico más carbón, con la incorporación de la tecnología del gas natural vía gasoducto a partir del 2015 y proyectos eólicos (REGMHTTLA8). Con respecto a este plan, cabe mencionar que debido al precio tan bajo del gas, en comparación a los actuales precios internacionales de todos los combustibles, así como el hecho de que la tecnología eólica emplea un recurso renovable para operar, se sustituye completamente a las plantas térmicas convencionales cuyas eficiencias o costos no resultan competitivas.



El plan con el segundo costo total más alto es el del plan que contempla la incorporación de gas vía gasoducto como combustible de las expansiones (REGMHTGDC8). Este plan tiene costos operativo y de inversión inferiores al caso REGMHTCB8 (plan cuyo costo total es el más alto). Sin embargo, es dependiente de la introducción del gas natural a nuestro país, lo que involucra diferentes etapas para la habilitación de un gasoducto que interconecte a Panamá con el punto de producción de este insumo.

El plan de expansión generado al considerar expansiones convencionales y carbón (REGMHTCB8), tiene el mayor costo total. Su mayor costo operación con respecto a los otros casos es producto de su dependencia a las variaciones en los precios de los combustibles tradicionales, a pesar de la adopción del carbón por las unidades 2, 3 y 4 de Bahía Las Minas en el 2010 y la incorporación de otras plantas de carbón, cuyo costo operativo es el más atractivo entre las alternativas de expansión térmica.

CUADRO N°. 1.9 Costos de Planes de Expansión.

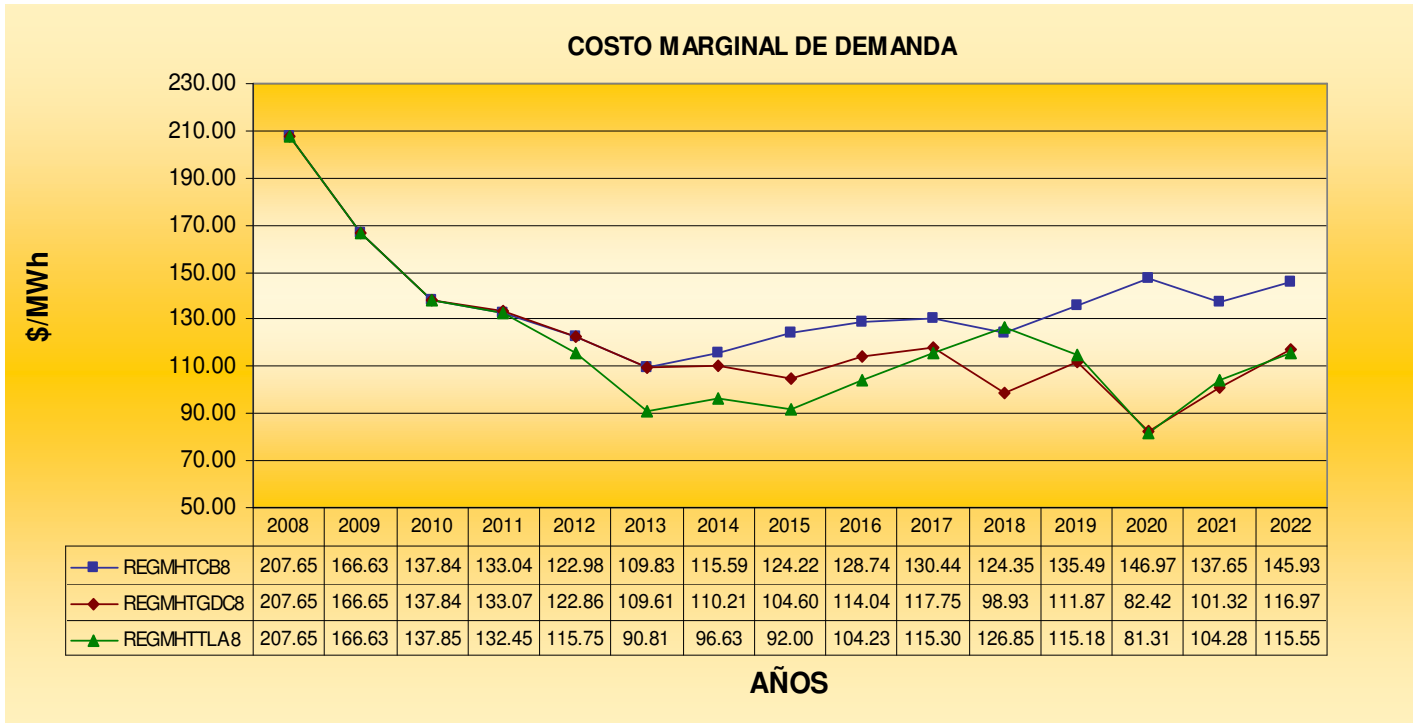
CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)	COSTO DE OPERACIÓN (Mill.\$)	COSTO DE DÉFICIT (Mill.\$)	TOTAL
REGMHTCB8	1,186.66	2,790.40	3.332	3,980.39
REGMHTGDC8	1,161.36	2,752.12	3.268	3,916.75
REGMHTTLA8	1,220.03	2,648.37	3.331	3,871.73

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

El Gráfico N° 1.3 proporciona los costos marginales para los tres planes de expansión evaluados. A inicios del horizonte, los costos marginales de los tres casos son muy cercanos debido a la similitud de sus planes de expansión. A partir de 2014, los costos marginales del caso REGMHTCB8, se mantienen como los más elevados del periodo evaluado, mientras los costos marginales del caso REGMHTTLA8, mantienen los valores más bajos desde 2011 (a excepción de los años 2018, 2019 y 2021).



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

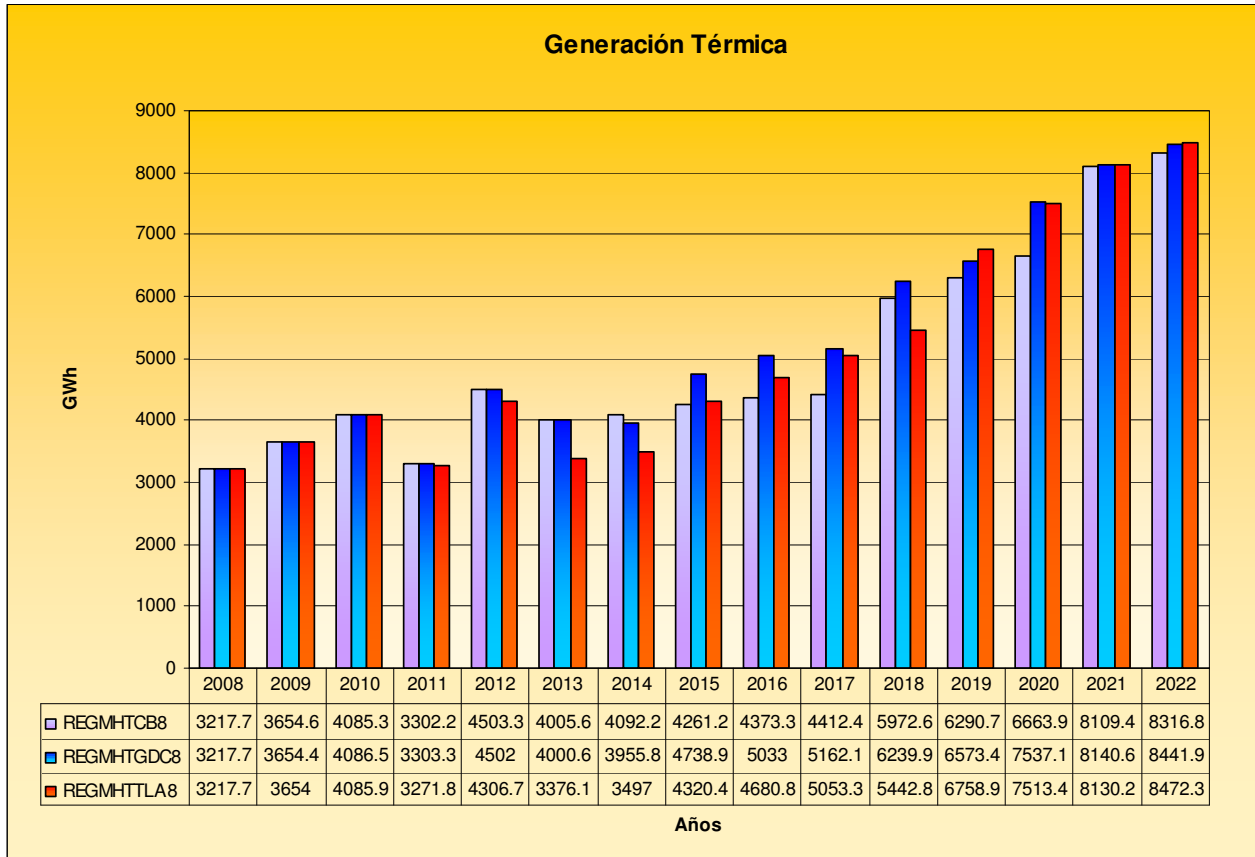


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

El Gráfico N° 1.4 permite apreciar la producción de energía de origen térmico para los tres planes con demanda moderada evaluados en este documento. La generación termoeléctrica durante los primeros cuatro años del plan es semejante para los tres casos. Durante los años restantes del horizonte, se observa una menor producción de energía con plantas termoeléctricas en el caso REGMHTTLA8, que en los otros dos casos, muy posiblemente por la incorporación del componente eólico que considera este plan, además de la introducción de plantas que emplean el gas para generar electricidad. Por su parte, el caso REGMHTGDC8, mantiene la mayor generación con plantas termoeléctricas desde 2015, debido a la adición de plantas que utilizan Gas Natural.




GRÁFICO N° 1.4: Resumen de Generación Térmica Total de los Casos Evaluados.

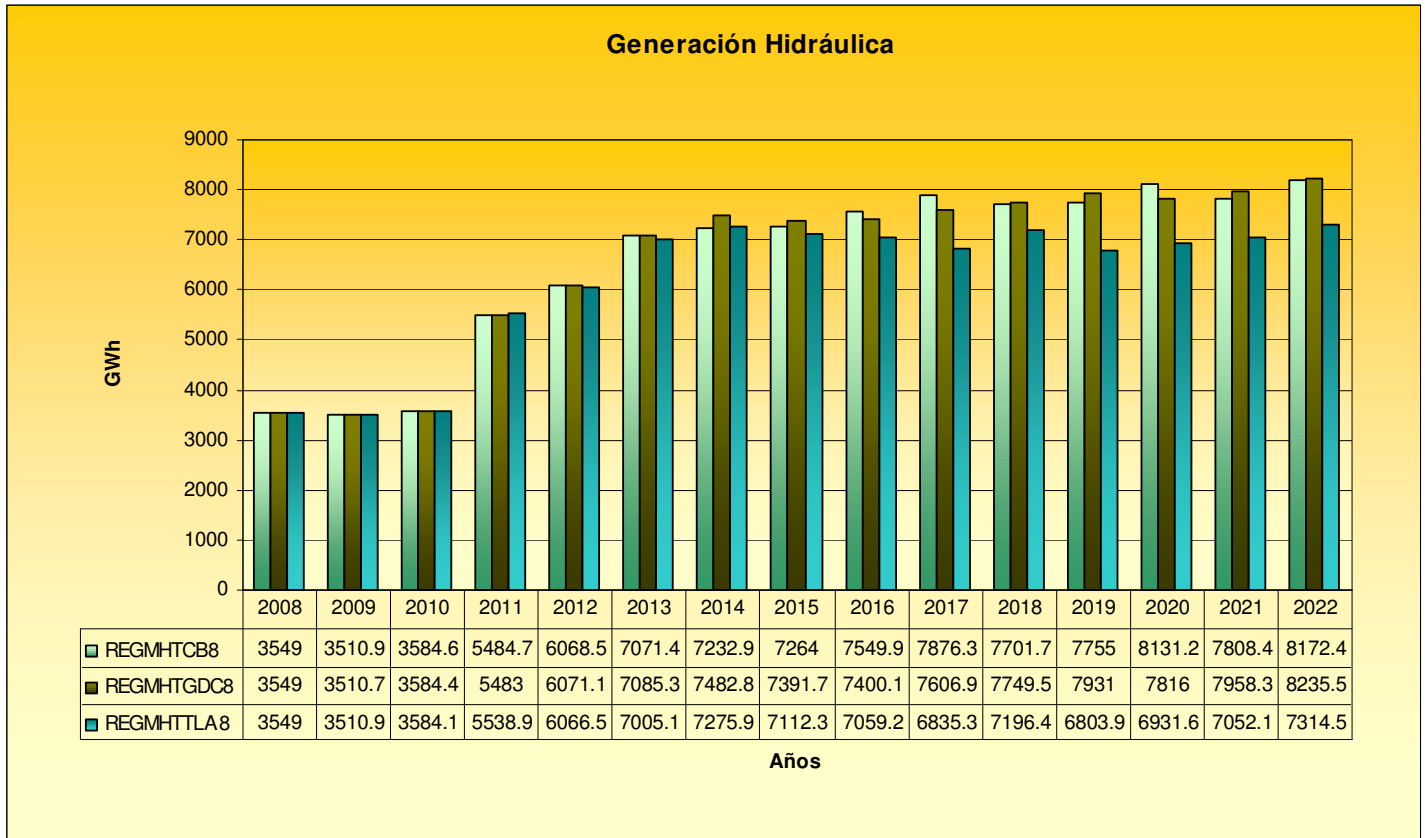


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

El Gráfico N° 1.5, muestra un resumen de generación hidráulica total de escenarios de demanda media. En el mismo se aprecia cómo la generación hidráulica del plan REGMHTTLA8, es menor que para los otros planes, esto es debido a la influencia de la fuente de generación eólica.




GRÁFICO N° 1.5: Resumen de Generación Hidráulica Total de los Casos Evaluados



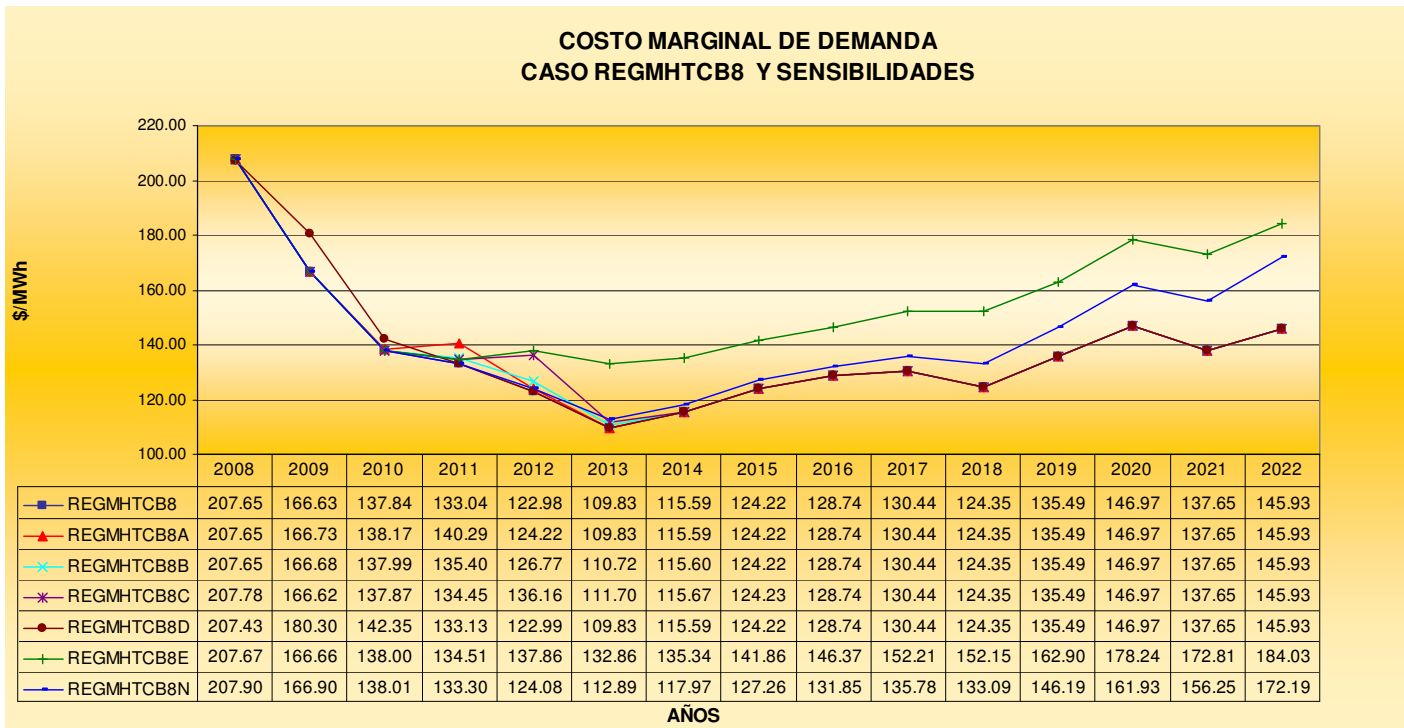
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

1.8 Se analizaron seis sensibilidades del caso REGMHTCB8, las cuales consideraban el retraso del inicio de operaciones de proyectos significativos para el sistema. Se evaluó el impacto del atraso en la entrada del proyecto hidroeléctrico Chan I (REGMHTCB8A), por ser un proyecto de una capacidad significativa para el sistema actual. Igualmente, se evaluó el retraso del inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Gualaca, Bonyic y Bajo de Mina (REGMHTCB8B), así como el atraso de un año en la incorporación de una planta térmica de carbón de 250 MW (REGMHTCB8C) y del proyecto termoeléctrico Termo Colón (REGMHTCB8D). Esta última sensibilidad con la finalidad de evaluar el impacto en el corto plazo que podría tener la ausencia de esta planta en el año programado. También se analizó el comportamiento del sistema dada la ausencia de una planta de carbón ubicada en el 2012 en el caso (REGMHTCB8E). Asimismo, se valoró el efecto ocasionado por un crecimiento alto de la demanda, considerando este mismo plan de expansión (REGMHTCB8N). El Gráfico N° 1.6 presenta los costos marginales obtenidos con el caso REGMHTCB8 y las sensibilidades descritas previamente.




Para el caso REGMHTTLA8, se consideró otra sensibilidad en donde se evaluó el impacto del atraso en la entrada de los proyectos eólicos Toabré y Santa Fe Energy. Los resultados detallados de cada una de estas sensibilidades se presentan en el capítulo 9 de este documento.

GRÁFICO N° 1.6. Costos Marginales del Caso REGMHTCB8 y sus Sensibilidades



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

Los análisis correspondientes a los planes obtenidos para el escenario de demanda alta u optimista se presentan en el Capítulo 10 denominado Planes de Expansión de Demanda Alta.

1.9 Conclusiones Finales:

- Es importante resaltar que, para los proyectos hidroeléctricos, se utilizaron 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.
- Los planes basados en la introducción del gas en el sistema presentan costos marginales bajos a lo largo del horizonte de estudio. Cuando el



Handwritten signature or initials.

carbón compite con el gas natural, en cualquiera de los casos, las opciones de generación en base al carbón no tienen entrada, dado el diferencial de precios de los combustibles y el alto monto de la inversión requerida para su explotación.

- La introducción de proyectos eólicos en el sistema impactan en el costo marginal de este. Sin embargo, es necesario resaltar el comportamiento aleatorio del viento, dada la capacidad de los proyectos de este tipo que se consideraron dentro del caso REGMHTTLA8. Al considerar su incorporación al sistema, se vuelve necesario evaluar las condiciones del sistema que permitan absorber las variaciones en la generación de los proyectos eólicos originadas por tal comportamiento.
- En lo que se refiere a las sensibilidades analizadas, se observa un mayor impacto en las condiciones de atraso o ausencia de la planta de carbón de 250 MW, que originalmente aparece en 2012. Asimismo, se nota el efecto sobre todo reflejado en el costo marginal del sistema del retraso de la termoeléctrica Termo Colón y el proyecto hidroeléctrico Chan I principalmente en los años en que éstos debieron ingresar al sistema.
- Al evaluar los efectos de atrasos en el inicio de operaciones de los proyectos Chan I, Termo Colón y la planta de carbón de 250 MW, como parte del desarrollo del análisis de riesgos asociados, se aprecian los efectos en los costos marginales del año en que debió entrar el proyecto, así como durante uno o dos años, después de su efectiva entrada al sistema. En los casos que consideran estos atrasos, se verifica una mejora marginal de los flujos de caja deficitarios de los proyectos termoeléctricos El Giral, Térmica Cativá y Panapower, sin que logren acercarse a los criterios de aceptación.
- Al considerar los supuestos de un macro-escenario regional sin SIEPAC y un escenario de crecimiento de la demanda bajo, se observan disminuciones en la rentabilidad de los proyectos, producto de los decrementos de los costos marginales de Panamá.
- Al evaluar el supuesto de una tasa de crecimiento mayor en la proyección de combustibles, se percibe un incremento en la rentabilidad de la mayor parte de los proyectos considerados en este plan de expansión.
- Los proyectos termoeléctricos El Giral, Térmica Cativá y Panapower presentan una rentabilidad inaceptable, bajo cada uno de los tres supuestos anteriores.



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 de largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean suficientemente flexibles y adaptables a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras, ambientales y que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por la 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 2008 – 2022, 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 No. 1256-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, del 30 de octubre de 2007, mediante la cual se aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2007.
- Solicitud de información para la elaboración del Plan de Expansión, hecha a los agentes en diciembre de 2007.
- Definición de política y criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional 2008, emitidos por la Comisión de Política Energética (COPE).

Se obtienen planes indicativos para cada uno de los escenarios establecidos por la COPE. Se llevan a cabo análisis de riesgo de estos planes bajo diferentes hipótesis de crecimiento de la demanda.



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 2008, elaborado por COPE se establece una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales. Ver Informe de Confiabilidad 2008.



e. Costo de Racionamiento de Energía.

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1,200 \$/MWh, que corresponde al CENS.

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 2008, en el Compendio de Estudios Básicos.
- Un horizonte de planeamiento de 15 años a partir de 2008, 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 resumen de precios publicado por el Ministerio de Comercio e Industria en la “Definición de Política y Criterios para la revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2008”. Dicha proyección utiliza los precios promedios de paridad del combustible publicados por el MICI, para el periodo que va de enero a diciembre de 2007 y el Precio Alto (“High Price”) del “Annual Energy Outlook – 2008” de la EIA/DOE ajustados al promedio entre la paridad del WTI publicado por la EIA/DOE vs. la tendencia de las proyecciones publicadas por la EIA/DOE de los respectivos “Annual Energy Outlook’s” de los últimos 3 años.
- Una tasa de descuento del 12%.



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.

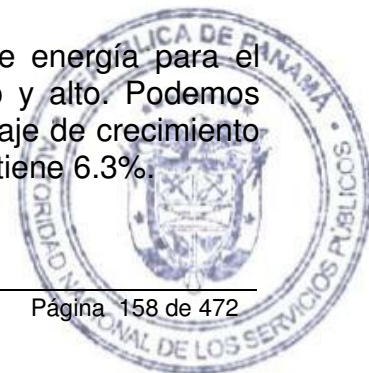
Las incertidumbres asociadas al crecimiento de la demanda se acotan definiendo dos escenarios de demanda, tanto para la energía como para la potencia, éste es, un escenario de crecimiento moderado o medio y un escenario de crecimiento alto u optimista.

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.

En los últimos años, se ejecutan macroproyectos de gran inversión con un gran impacto en el crecimiento económico, como son la ampliación del Canal de Panamá, y obras de infraestructura, como la ampliación de las potabilizadoras y línea paralela; el saneamiento de la Bahía de Panamá, la cinta costera, la terminación de la autopista Panamá - Colón.

A mediano y largo plazo, en Panamá se vislumbran otros macroproyectos de gran impacto en el crecimiento económico, como las grandes refinerías regionales de petróleo y poliductos asociados; que sumados a las inversiones en los puertos existentes y en desarrollo, a la instalación de cementeras, y a diversos proyectos de generación hidroeléctrica, entre otros, cuyos efectos sobre el PIB aun no son cuantificados. A la fecha, las consultas a las entidades pertinentes con estos temas no permiten deducir el nivel de impacto, de variables como la mano de obra, salarios, montos de inversión u otras variables, 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 2008 - 2022, de los escenarios de crecimiento medio y alto. Podemos observar en esta figura que la demanda media tiene un porcentaje de crecimiento anual sostenido de 5.7%, mientras que para la demanda alta se tiene 6.3%.



El Gráfico N° 4.2 presenta las proyecciones de demanda máxima de potencia del período 2008 – 2022, para ambos escenarios de crecimiento: medio y alto. Para la demanda media tenemos un porcentaje de crecimiento anual sostenido de 5.72%, mientras que para demanda alta obtenemos 6.1%.

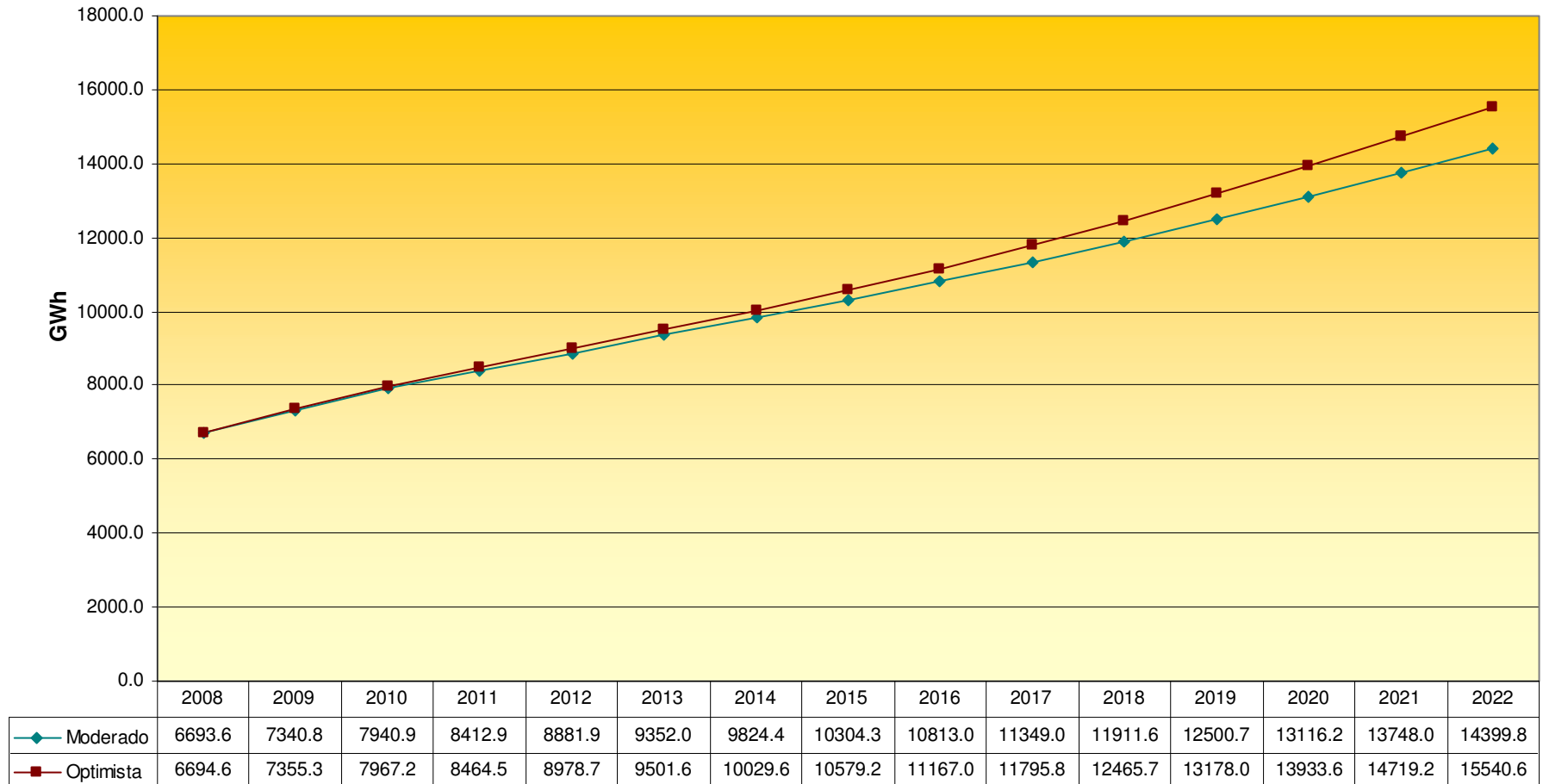
Es importante aclarar que esta proyección de demanda refleja la demanda máxima que atiende los requerimientos del consumo nacional excluyendo el autoconsumo de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) e intercambios (importación y exportación).

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.



GRÁFICO N°. 4.1: Pronóstico de Producción de Energía.

Pronóstico de Energía de Panamá



Años

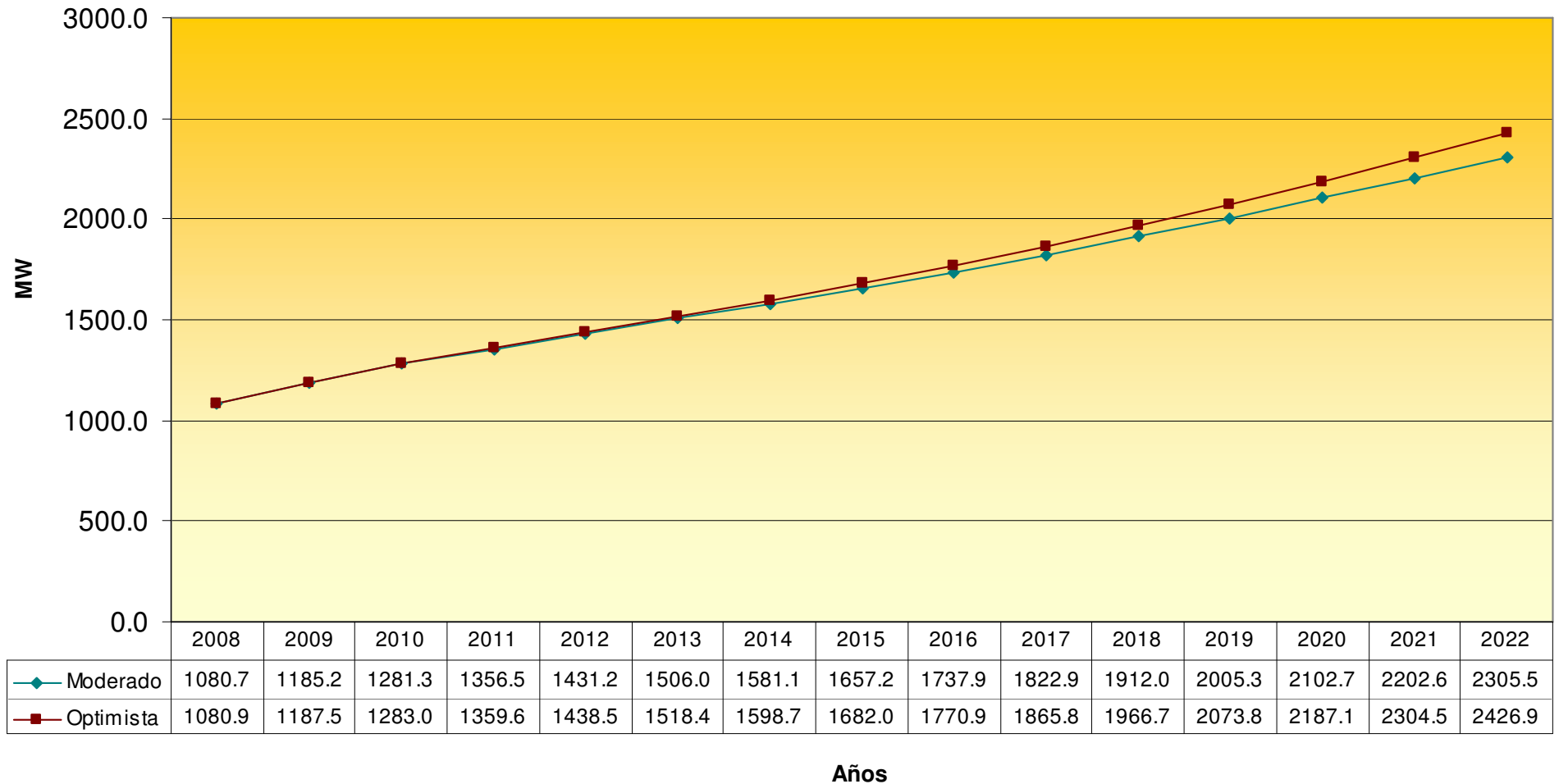
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature

GRÁFICO No.4.2: Pronóstico de Demanda Máxima.

Pronóstico de Potencia de Panamá



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature

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 1,324.82 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 existentes con su capacidad instalada (MW), mientras que en el Gráfico N° 5.1 se muestra la distribución porcentual de los mismos en el sistema.

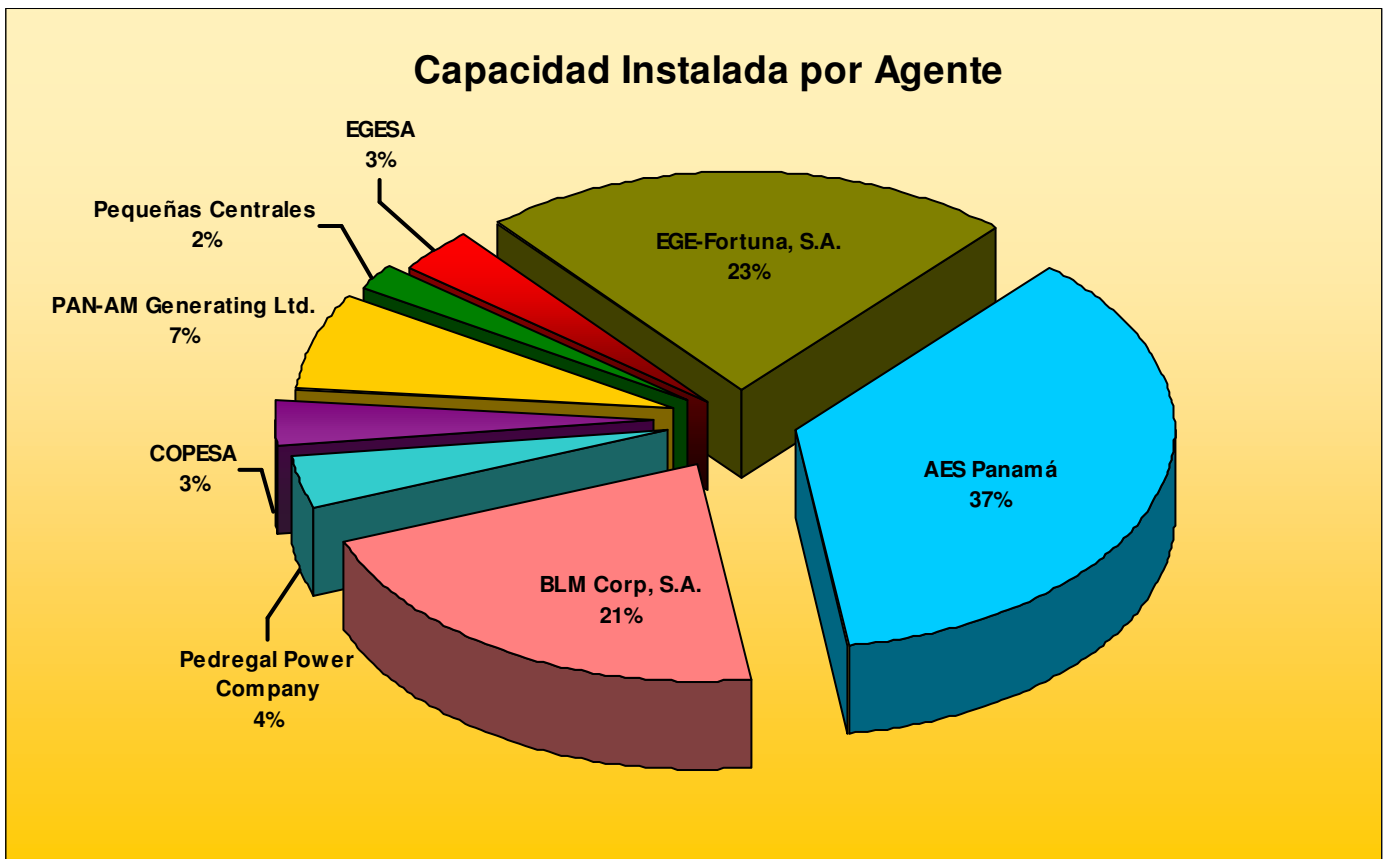
CUADRO N° 5.1: Capacidad Instalada Sistema Interconectado Nacional.

AGENTE GENERADOR	CAPACIDAD INSTALADA	
	MW	%
EGE-Fortuna, S.A.	300.00	22.6
AES Panamá	481.95	36.4
BLM Corp, S.A.	280.00	21.1
Pedregal Power Company	53.53	4.0
COPESA	44.00	3.3
PAN-AM Generating Ltd.	96.00	7.2
Pequeñas Centrales	26.54	2.0
EGESA	42.80	3.2
TOTAL (MW)	1324.82	100.0

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



GRÁFICO N° 5.1 Porcentaje de Participación de los Agentes.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

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. El Cuadro N° 5.2 muestra el sistema de generación existente en cuanto a plantas hidroeléctricas, con sus capacidades instaladas y sin incluir pequeñas centrales de este tipo.

Adicionalmente el sistema cuenta con pequeñas centrales hidroeléctricas, las mismas son de capacidades menores y forman parte de la generación propia de los agentes distribuidores. Por tener esta última característica, no se muestran en el resumen de plantas existentes (Cuadro N° 5.2), sino que se detallan aparte en el Cuadro N° 5.3.

Handwritten signature

5.2 SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO

El principal plantel térmico del país es la central Termoeléctrica Bahía Las Minas, la cual se localiza en la provincia de Colón. En la provincia de Panamá se ubican el resto de las plantas térmicas. En el lado oeste de la ciudad de Panamá se encuentra PAN-AM y al lado este se localizan COPESA y PACORA. Las Turbinas de Gas propiedad de la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA), con una capacidad instalada de 42.8 MW, están ubicadas a un costado del Centro Nacional de Despacho en la ciudad de Panamá. En el Cuadro N° 5.2 se muestran las principales características de las plantas térmicas existentes, sin incluir pequeñas centrales termoeléctricas. Entre estas características se incluyen el rendimiento expresado en Gal/MWh. Dicha unidad dada como factor de consumo para representar la eficiencia de las unidades térmicas se utiliza siguiendo el formato que se ha estandarizado en la modelación que se sigue en el modelo SDDP, para la realización del despacho económico, la que aunque no se representa en la unidad convencional en base al contenido calórico del combustible está acorde con los valores declarados por los agentes al operador del mercado para la realización del despacho semanal.

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas, existen plantas termoeléctricas de capacidades menores, que forman parte de la generación propia de las distribuidoras y que se detallan en el Cuadro N° 5.3.

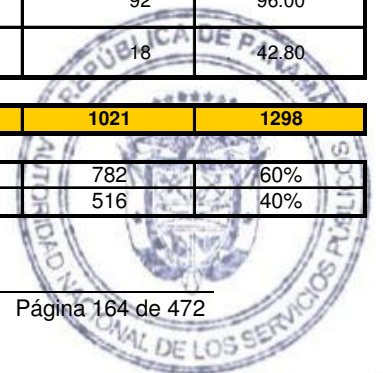
CUADRO N° 5.2 Sistema de Generación Existente sin Pequeñas Centrales.

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	TIPO DE COMBUSTIBLE	RENDIMIENTO (Gal/MWh)	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	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	Bunker	86.07	32	40.00
BLM Corp, S.A.	BLM-3	Termoeléctrica	Bunker	80.58	32	40.00
BLM Corp, S.A.	BLM-4	Termoeléctrica	Bunker	81.62	32	40.00
BLM Corp, S.A.	Ciclo Comb.BLM	Termoeléctrica	Diesel Marino	64.83	135	160.00
Pedregal Power Company	Pacora	Termoeléctrica	Bunker	57.1	52	53.53
COPESA	Copesa	Termoeléctrica	Diesel Liviano	72.22	43	44.00
PAN-AM Generating Ltd.	Pan_Am	Termoeléctrica	Bunker	59.66	92	96.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	Diesel Liviano	109.14	18	42.80

Total (MW)	1021	1298
-------------------	-------------	-------------

Total Hidro	782	60%
Total Térmico	516	40%

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature

5.3 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS

Las pequeñas centrales son aquellas plantas generadoras de menor capacidad que pertenecen a las distribuidoras, es decir forman parte de su generación propia o pertenecen a agentes privados cuya capacidad instalada sea menor a 10MW ya sea que estén conectados a la red de distribución o que mantengan un contrato con las mismas. 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	Arkopal	Hidroeléctrica	675.00
Hidro Panamá	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
TOTAL (KW)			26,535.00
Total Hidro			16,535.00
Total Térmico			10,000.00

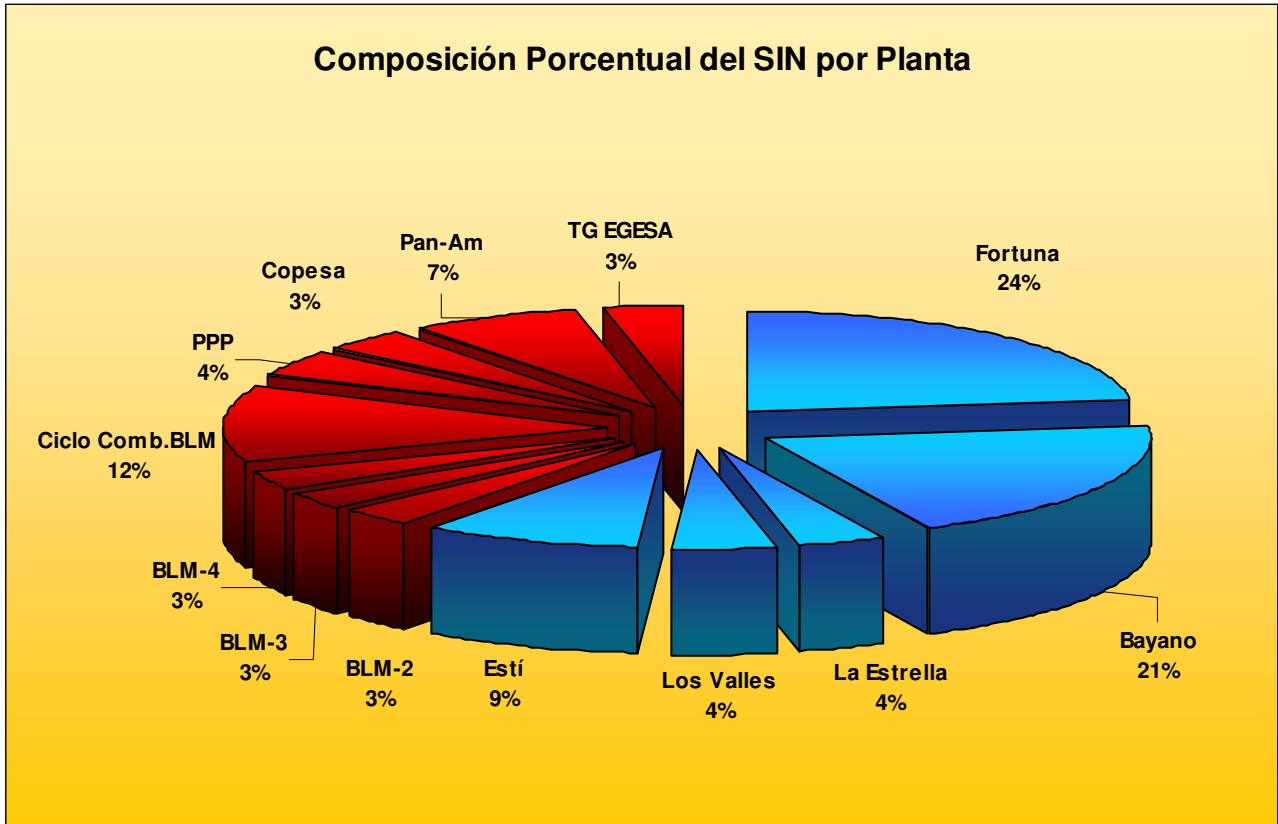
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

De los 1,298.0 MW instalados en la República de Panamá, sin tomar en cuenta las pequeñas centrales, 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 N° 5.2, se muestra la composición porcentual de ambos tipos de centrales en el sistema panameño.

Cabe destacar que el porcentaje de pequeñas centrales es tan bajo que no alterará la composición porcentual del sistema de manera significativa.



GRÁFICO N° 5.2: Composición Porcentual de Plantas Hidroeléctricas y Temoeléctricas.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

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 210 MW, de los cuales un 27.92% corresponde a plantas hidroeléctricas y el 72.08% 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.

NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO	CAPACIDAD INSTALADA EN MW
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
Miraflores-7	Termoeléctrica	18
Miraflores-8	Termoeléctrica	18
Total (MW)		210

Total Hidro	58.5	28%
Total Térmico	151	72%

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

5.5 RETIRO DE PLANTAS TÉRMICAS

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.

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	TIPO DE COMBUSTIBLE	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	AÑO DE RETIRO
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	Diesel Liviano	42.8	2017

Fuente: Información entregada a ETESA por los Agentes. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Capítulo 6: Fuentes de Generación

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. Se considerará para el presente plan que esta última fuente será suministrada vía gasoducto a partir del año 2015.

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 diversificando las fuentes adicionando el uso del carbón, cuyo costo es menor comparado con los combustibles actualmente usados. Y en el largo plazo, se considerará el gas natural 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

6.1.1.1 Caracterización del Recurso

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 60 MW esta fuente de energía renovable.

En marzo del 2001, se presentaron los resultados del estudio “Desarrollo de la Energía Eólica en Panamá”, auspiciado por el Fondo para el Medio Ambiente



Global (FMAM) y administrado en Panamá por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.²⁵

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

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.

En concordancia con uno de los principales objetivos 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.

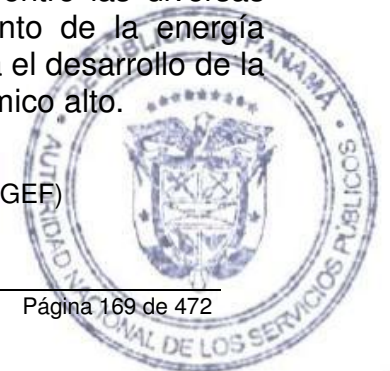
- *Barreras tecnológicas:*

- 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.

²⁵ FMAM, es conocido en el ámbito mundial como Global Environment Fund (GEF)



de

- 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 ésta norma 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)²⁶.

Otros resultados del estudio fueron:

- Datos eólicos medidos y analizados de seis sitios con potencial eólico a lo largo del Istmo.
- Mapa Eólico Nacional.
- Borrador de Contrato de Compra de Energía para un parque eólico.
- Viabilidad técnica–económica y financiera de un proyecto en el sitio de Cerro Tute, Distrito de Santa Fe, Provincia de Veraguas.²⁷

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

²⁶ Informe de Estrategias y Políticas para el Desarrollo de la Energía Eólica en Panamá, de marzo de 2002, por LAHMEYER INTERNACIONAL, bajos auspicios de PNUD- GEF

²⁷ Sitio más favorable, con parámetros comparables a los mejores sitios explotados.



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

El costo unitario estimado del parque a la fecha del estudio fue de 1,167 US\$/KW, especialmente por el sobre costo de la interconexión con el sistema eléctrico, ya que en este caso particular, al igual que gran parte de los proyectos eólicos, dadas las particularidades de la fuente, por lo general se encuentran alejados de la red de transmisión. En el proyecto piloto se consideró una conexión de media tensión como 34.5 KV, de no pensar en la utilización máxima del sitio eólico.

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 para esa fecha 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 a partir del año 2001 se ubica entre los 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.
- ✓ Ahorro potencial de combustible 75,700 ton. diesel = 16,3 millones US\$/año, en dólares del 2000.
- ✓ Reducción de emisiones de gases de Invernadero
 - SO₂ No estimado.
 - NO_x No estimado.
 - CO₂ 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.

Como resultado del modelo atmosférico utilizado y bajo el supuesto que la capacidad de transmisión Este-Centro del país se duplicara, el estudio concluyó que el potencial de recurso viento no limitaba la instalación de los parques eólicos y en consideración a las condiciones particulares del sistema eléctrico nacional, estimó que el máximo potencial aprovechable o en capacidad de integración a la red se ubicaba entre los 100 y 300 MW.



6.1.1.2 Potencial Eólico en Trámite

Desde la terminación y entrega del estudio de potencial eólico; su análisis, conclusiones y recomendaciones, promovieron la solicitud a la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP), de una gran cantidad de licencias para la construcción y operación de campos de generación eólica, ubicados en las áreas que el estudio determinó tener las mejores condiciones para la explotación del recurso viento. De las cuales se encuentran a la fecha, vigentes veinte licencias provisionales en todo el territorio nacional. La aprobación de las licencias por ASEP, son trámites correspondientes con la legislación pertinente

La licencia provisional para otorgar el derecho de construcción y explotación de plantas de generación de energía eléctrica es un requisito previo para la obtención de la licencia definitiva. Al optar por la licencia provisional, el promotor deberá aportar un cronograma que detalle las actividades a desarrollar para la explotación del recurso. El cronograma de las solicitudes de licencias para generación eólica, debe incluir el periodo de medición de vientos y debe aportar informes trimestrales de avance de las mismas.

La licencia provisional, con una validez de doce (12) meses, es intransferible y no autoriza la construcción y operación de la central respectiva. Las licencias provisionales podrán prorrogarse de conformidad con lo que se establezca en la resolución que las conceda.

Dentro del plazo de validez de la licencia provisional el solicitante debe cumplir con la presentación de todos los documentos establecidos. En caso de que dicha información no se presenten en tiempo oportuno, la licencia provisional quedará sin efecto.

En general la distribución geográfica de los sitios con potencial eólico en estudio, es derivada del estudio del potencial eólico, realizado en el año 2000. A la fecha, de todos los sitios eólicos en estudio, los cuales se encuentran en diversas fases de avance, solamente unos pocos están en la etapa final de viabilidad.

A continuación, en el Cuadro N° 6.1, se listan las licencias emitidas y vigentes por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), para el desarrollo de parques eólicos. En total, se tramitan casi 3,947 MW a lo largo del país. En el Gráfico N° 6.1 presentamos la distribución geográfica de los sitios solicitados para licencias, los cuales corresponden al potencial electro-eólico identificado y en estudio, en el país.



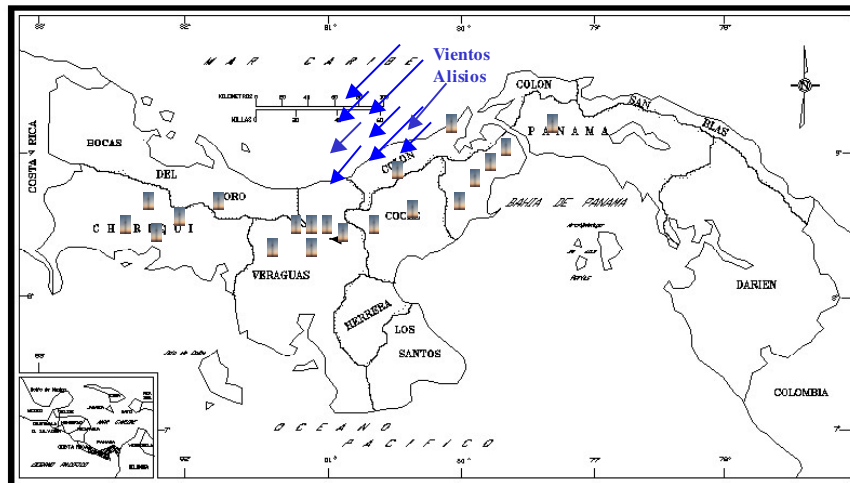
CUADRO N.º.6.1: Licencias de Proyectos Eólicos.

Nº	Proyecto	Provincia	Río / Lugar	Capacidad Solicitada MW	Fecha de Entrada Comercial	Empresa Promotora	Resolución	Estado del EIA	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 TUTÉ, S.A., La Laguna / AEROGENERADORES	JD-4240	-	Licencia Provisional
3	La Laguna	Panamá	La Laguna	20.45	-	IBEROAMERICANOS, S.A.	JD-5386	-	Licencia Provisional
4	Barrigón	Chiriquí	Barrigón	19.5	-	Barrigón / AES Panamá, S. A., Gnoble Buglé / AEROGENERADORES	JD-5770	-	Licencia Provisional
5	Gnoble Buglé	GNÓBE BUGLÉ	Piedra Roja, Mününi, Cascabel y Jádeberi	150	-	EÓLICOS, S.A.	JD-5825	-	Licencia Provisional
6	Las Cumbres	Panamá	Las Cumbres	20.4	-	Las Cumbres / AEROGENERADORES IBEROAMERICANOS, S.A.	JD-5887	-	Licencia Provisional
7	Limoneros	Panamá	La Laguna	20	-	Limoneros / PARQUE EÓLICO LIMONEROS, S.A.	JD-5944	-	Licencia Provisional
8	El Coclá	Veraguas	El Coclá	400	-	El Coclá / ENRILEWS, S.A.	AN No. 529-Elec	-	Licencia Provisional
9	Guaca - San Carlos - Guabal	Chiriquí	Guaca - San Carlos	400	-	Guaca - San Carlos - Guabal / ENRILEWS, S.A.	AN No. 530-Elec	-	Licencia Provisional
10	Puerto Pilón	Colón	Puerto Pilón	400	-	Puerto Pilón / ENRILEWS, S.A.	AN No. 533-Elec	-	Licencia Provisional
11	El Harino	Coclé	El Harino	400	-	El Harino / ENRILEWS, S.A.	AN No. 536-Elec	-	Licencia Provisional
12	Caldera	Chiriquí	Caldera	400	-	Caldera / ENRILEWS, S.A.	AN No. 537-Elec	-	Licencia Provisional
13	San José del General	Colón	San José del General	600	-	San José del General / ENRILEWS, S.A.	AN No. 569-Elec	-	Licencia Provisional
14	Toabré	Coclé	Toabré	400	Ene-09	Toabré / ENRILEWS, S.A.	AN No. 570-Elec	-	Licencia Provisional
15	Mendoza	Panamá	Mendoza	400	Ene-09	Mendoza / ENRILEWS, S.A.	AN No. 571-Elec	-	Licencia Provisional
16	Don Fernando	Panamá	Cerro Campana	20	-	Don Fernando / PARQUE EÓLICO DON FERNANDO, S.A.	JD-5952	-	Licencia Provisional
17	Hornitos	Chiriquí	Hornitos	34.5	-	Hornitos / Energía y Servicios de Panamá, S.A.	AN No. 705-Elec	Aprobado	Licencia Provisional
18	EOLICO PANAMA S.A.,	Veraguas	Santa Fe y El Cuay	80	-	EOLICO PANAMA, S.A., / EOLICO PANAMA, S.A.,	AN No.1004-Elec	-	Licencia Provisional
19	Veraguas I	Veraguas	Los Valles	52	-	Veraguas I / CENTROAMERICANA DE RENOVABLES, S.A.	AN No.1293	-	Licencia Provisional
20	Veraguas II	Veraguas	Chitra	91	-	Veraguas II / CENTROAMERICANA DE RENOVABLES, S.A.	AN No.1294	-	Licencia Provisional
TOTAL EN TRÁMITE				3946.85	Según Resoluciones aprobatorias de ASEP				

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

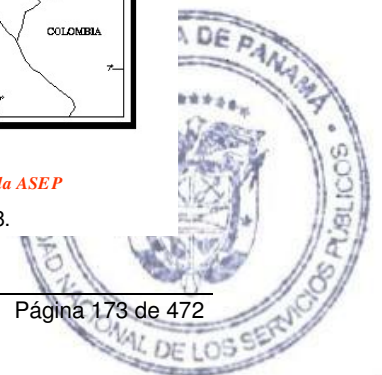
GRÁFICO N.º. 6.1: Proyectos Electro-Eólicos

SITIOS CON POTENCIAL EOLICOS CON LICENCIA EN TRAMITE EN EL AÑO 2008



Sitios con potencial electro-eólicos identificados y en trámite en la ASEP

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

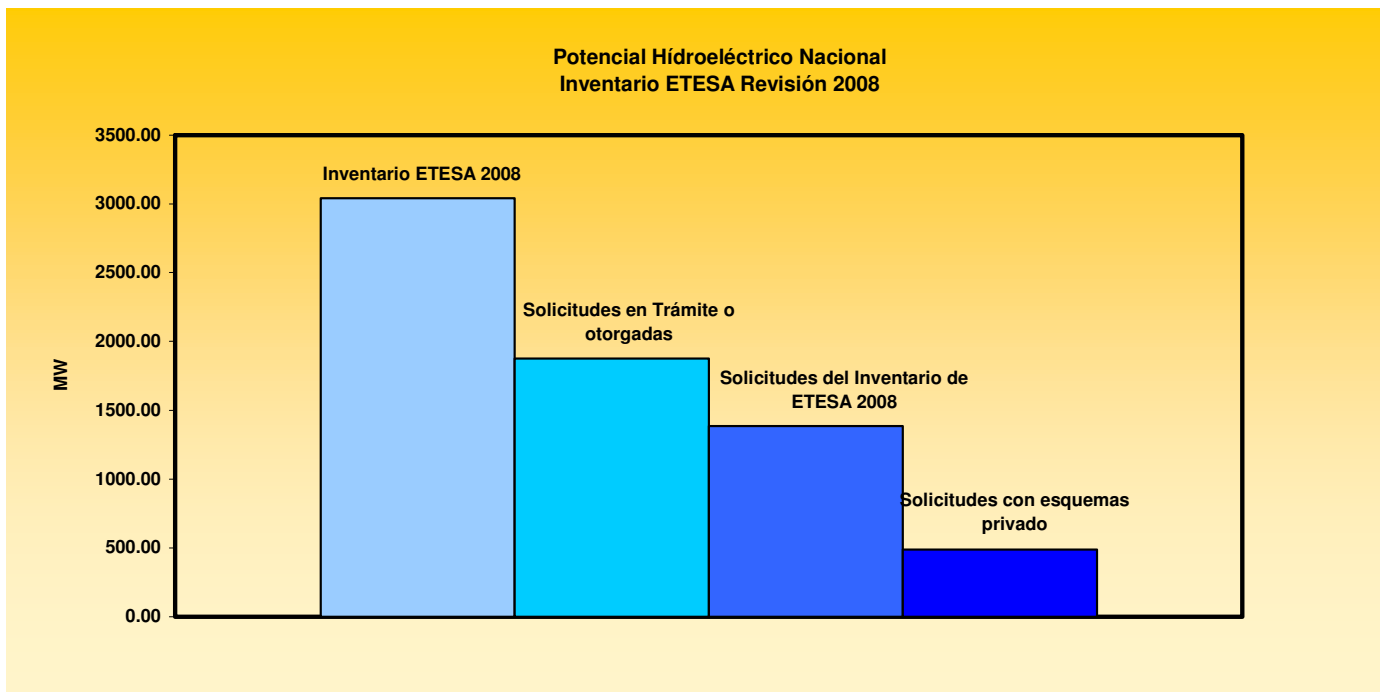


6.1.2 Potencial Hidroeléctrico

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, el Inventario de proyectos hidroeléctricos de ETESA para el año 2008, es de 3040.265 MW, que sumado a la capacidad hídrica existente se calculó un aproximado del potencial hidroeléctrico probable de la República de Panamá, equivalente a unos 3886.73 MW.

Este potencial hidroeléctrico estimado nacional se distribuye en 846 MW instalados o existentes, 1875.77 MW en proceso de trámite de concesión de los cuales 1387.10 MW provienen del inventario ETESA 2008 y 488.67 MW de esquemas privados. Los 1164.50 MW restantes, son los que faltan por explotar o están libres del Inventario ETESA 2008.

GRÁFICO N° 6.2: Estado Porcentual del Potencial Hídrico Nacional.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



6.1.3 Turba

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, Provincia de Bocas del Toro en el noroeste de la República de Panamá.

El depósito de turba de Changuinola ocupa una zona de más 80 km², con un, espesor promedio de 8 m. Del análisis de su geometría y composición, se estimó la cantidad del recurso de turba utilizable para combustible en alrededor de 118 millones de toneladas métricas (con un 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 Cuadro N° 6.2 se presentan los resultados de los características físico-químicas del material

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 ³ (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 2640 °F fluido condiciones reductoras 2670 °F condiciones de oxidación

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

A la fecha, no existe información disponible y suficiente para caracterizar y modelar un proyecto de explotación de este recurso sólo o en combinación de



otros materiales aptos, para considerarlo como una alternativa viable dentro del inventario de proyectos de generación eléctrica.

6.2 GENERACIÓN CON COMBUSTIBLES FÓSILES

En consideración a las directivas de la Comisión de Política Energética (COPE) de diversificar las fuentes de suministro de energía para producir electricidad, se contempla que en los análisis de los casos a desarrollar por ETESA, se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales y en su defecto a la utilización de fuentes energéticas no tradicionales en Panamá, como el gas natural y el carbón, utilizando la última tecnología para la mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes.

La alternativa de suministro con gas natural, debe ser enfocada y analizada a través de la concreción del gasoducto Cartagena, Colombia al área de Colón, el cual ETESA prevé que este en operación comercial a partir del año 2015.

La COPE sugiere evaluar la posibilidad de generación en base al carbón de la mina de Cerrejón, en La Guajira, Colombia. El precio de referencia del carbón debe considerar los costos de transporte del estudio efectuado por la firma SNC-Lavalin.

Con respecto a la generación termoeléctrica convencional en base a combustibles derivados del petróleo como el Búnker y Diesel Oil, la COPE sugiere utilizar los escenarios de proyección alta, más recientes de la EIA-DOE.



Capítulo 7: Sistema de Generación Futuro

7.1 PROYECTOS EÓLICOS EN DESARROLLO

Como se mencionó en el capítulo anterior, actualmente existen en diversas etapas de avance, veinte proyectos con licencias provisionales, para la caracterización y desarrollo de granjas eólicas, por la cantidad global de aproximadamente 4 GW.

A la fecha, ETESA tiene conocimiento de avance significativo de sólo tres de éstos proyectos. El proyecto Eólico de Santa Fe (Panamá Green Power) de 81 MW, que entregó información para la modelización de su campo para el PESIN 2008. Recientemente la Empresa promotora ENRILEWS S.A., solicitó viabilidad de acceso a la red de transmisión de ETESA para dos proyectos, Parque Eólico Toabré de 120 MW y el Parque Eólico Mendoza de 150 MW; para los cuales entregó a ETESA información correspondiente con las características de los proyectos.²⁸

Dado el comportamiento intermitente de la generación eólica, de las características de la actual red de transmisión y en consideración a las recomendaciones del estudio de “Desarrollo de la Energía Eólica en Panamá”, elaborado por la empresa Lhameyer, en que se concluyó que el potencial eólico integrable a la red se encontraba entre los 100 y 300 MW²⁹, ETESA contempló para la realización del PEGEN 2008, sólo la incorporación de los proyectos Santa Fe de 81 MW y de uno de los dos proyectos de la empresa ENRIWELS S.A, el proyecto Toabré de 120 MW³⁰, al caso analizado con generación eólica ya que dicha empresa ha anunciado que inicialmente solicitará solamente la conexión de uno de sus proyectos en este caso Toabré.

Aunque la empresa ENRILEWS S.A. informó en sus estudios de acceso a la red, que sus proyectos podrían entrar en operación comercial en el año 2009, ETESA analizó algunas restricciones que impedirían el desarrollo comercial de estos proyectos a partir de año 2009. Entre las restricciones consideradas aparecen la falta de entrega de los respectivos EIA's, la estimación de implementación de un campo eólico de esa magnitud toma por lo menos dos años para completarse desde la concreción financiera y que el desarrollo actual de la energía eólica alrededor del mundo restringe la oferta de equipos en el mercado, por consiguiente se estima que estos proyectos requieren una maduración adicional de por lo menos tres años.

²⁸ Estudios de régimen permanente, corto circuito y estabilidad, entregados a ETESA para su análisis y aprobación el 28 de diciembre del 2007

²⁹ En ausencia de un nuevo estudio sobre la operación y capacidad instalable de generación eólica.

³⁰ En conversación con la empresa ENRIWELS S.A., se determinó que el proyecto Parque Eólico Toabré tiene mayor posibilidad de concreción a corto plazo que el proyecto Parque Eólico Mendoza.



Aunque el proyecto Santa Fe, no ha declarado fecha de inserción al mercado, tiene el EIA aprobado, se realiza un estudio con financiamiento institucional, para su inclusión en el portafolio nacional de proyectos MDL y en consideración a los plazos de concreción estimados, se espera su inserción al mercado en el año 2012.

En el Cuadro N° 7.1 se presentan las características de los proyectos eólicos candidatos. El proyecto Santa Fe, a la fecha posee estudio de impacto ambiental y licencia provisional. Los proyectos Toabré y Mendoza han presentado solicitud de viabilidad de acceso, e igualmente cuentan con licencia provisional.

CUADRO N° 7.1: Proyectos Eólicos en Desarrollo.

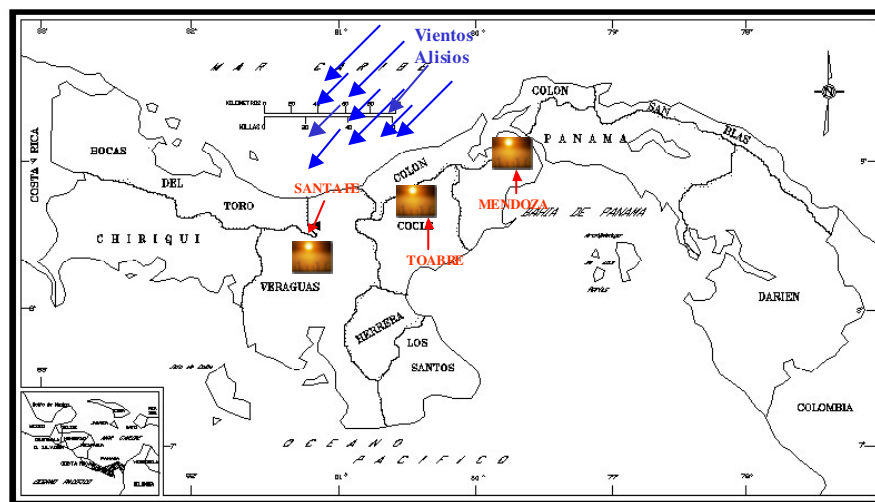
N°	Proyecto	Provincia	Río / Lugar	Capacidad Instalada	Fecha de Entrada Comercial		Empresa Promotora	Estado del EIA
				MW	Promotor	ETESA		
1	Santa Fe Energy	Veraguas	Santa Fe y El Cuay	81	Enero-09	Enero -12	EOLICO PANAMA, S.A., / EOLICO PANAMA, S.A.,	Aprobado
2	Toabré	Coclé	Toabré	120	Enero-09	Enero -13	Toabré / ENRILEWS, S.A.	-
3	Mendoza	Panamá	Mendoza	150	Enero-10	Enero -13	Mendoza / ENRILEWS, S.A.	-
TOTAL EN DESARROLLO				351	Potencia a desarrollar por el promotor			

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

En el Gráfico N° 7.1, se ubican geográficamente los campos eólicos.

GRÁFICO N° 7.1: Proyectos Eólicos en Desarrollo.

PROYECTOS ELECTROEÓLICOS EN DESARROLLO EN EL AÑO 2008



 *Proyectos en desarrollo*

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature

7.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA CON TURBA

Al no existir al presente, ningún proyecto vigente con la disponibilidad de información técnica y económica para el desarrollo del proyecto y basado en los criterios establecidos por la COPE a través de la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2008, se omite la inserción de este recurso como fuente de generación eléctrica a considerar en el Plan de Expansión de Generación 2008.

7.3 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), o en el caso que los promotores no entregaran la información completa que permitiera caracterizar y modelar el proyecto.

Dada la nueva disposición de la ASEP de retirar las concesiones a aquellos promotores que por una razón u otra se hayan retrasado significativamente en el inicio de la construcción de sus respectivos proyectos, no aparecen 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.

En consenso la COPE, ASEP y ETESA determinaron cuales y a partir de que fecha los proyectos con posibilidades reales de participar en el listado de candidatos, para los análisis de casos. El Cuadro N° 7.2 muestra las características generales de los proyectos hidroeléctricos candidatos considerados en el estudio de expansión.



CUADRO N° 7.2: 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.	25.1	20	124.0	5.0	2346.6
Lorena	Filo de Agua	Alternegy, S.A.	35.7	30.6	168.6	5.0	2345.4
Prudencia	Filo de Agua	Alternegy, S.A.	56.2	50.1	273.2	5.0	2364.8
Bonyic	Filo de Agua	Hidroecológica del Teribe, S.A	30.0	20.0	160.0	5.0	2400.0
Sindigo	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltda.	10.0	3.0	48.0	5.0	2200.0
Chan I	Embalse	AES Changuinola	223.0	118.9	1046.5	5.0	1435.0
El Alto	Filo de Agua	Hydro Caisán, S.A.	60.0	24.7	270.00	5.0	2350.0
Pando	Filo de Agua	Electron Investment	32.6	19.5	174.0	5.0	2355.8
Monte Lirio	Filo de Agua	Electron Investment	52.0	26.6	288.00	5.0	2383.8
Mendre	Filo de Agua	Caldera Energy Corp.	19.8	4.0	101.10	5.0	1767.7
Barro Blanco	Embalse	Generadora del Istmo S.A.	19.8	14.0	106.70	5.0	3131.3
Bajo de Mina	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A	52.4	28.75	263.90	5.0	2152.1
Baitún	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A	86.0	57	408.20	5.0	2151.2
Tabasará II	Embalse	Consortio Hidroeléctrico Tabasará	34.5	16	148.50	5.0	2316.8

Nota: El Proyecto Chan I se encuentra en etapa de construcción

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

7.4 PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS CON COMBUSTIBLES E INSUMOS IMPORTADOS

El catálogo de plantas generadoras térmicas consideradas para su inclusión en Plan de Expansión comprende a centrales, cuyas tecnologías son las más atractivas en el mercado actualmente y a los proyectos termoelectricos en desarrollo con licencia vigente de explotación de la ASEP o con contratos de suministro, recientemente acordados con las distribuidoras.

Tal como se definió en el Capítulo N° 6, se consideran como prioritarios tecnologías de avanzada que utilicen el gas natural y el carbón mineral en sustitución de centrales tradicionales de combustibles pesados y medios.

El tamaño adecuado de las unidades se selecciona bajo criterios relacionados con la estabilidad del sistema. El Cuadro N° 7.3 presenta las características generales de los proyectos térmicos candidatos contemplados en este estudio.



Handwritten signature or initials.

CUADRO N° 7.3: Proyectos Térmicos Candidatos.

PROYECTOS DE EXPANSIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	RENDIMIENTO	COMBUSTIBLE UTILIZADO	COSTO DE O & M		COSTO DE CONSTRUCCIÓN \$/Kw
				FIJO (\$/kW-Año)	VARIABLE (\$/MWh)	
Motor de Media Velocidad	50	52 (1)	Búnker C	46.86	3.4	1,000.0
Motor de Media Velocidad	100	55.05 (1)	Búnker C	47.05	7.5	1,500.0
Ciclo Combinado	100	219.31 (3)	Gas Natural	35.87	2.0	1,300.0
Ciclo Combinado	150	219.31 (3)	Gas Natural	30.35	1.8	1,300.0
Ciclo Combinado	150	57.97 (1)	Diesel	35.87	2.4	1,300.0
Ciclo Combinado	250	204.7 (3)	Gas Natural	30.35	1.7	1,200.0
Ciclo Combinado	250	54.35 (1)	Diesel	38.63	2.1	1,200.0
Turbina de Gas	50	292.42 (3)	Gas Natural	8.58	2.1	900.0
Turbina de Gas	100	277.8 (3)	Gas Natural	7.36	1.8	800.0
Turbina de Gas Diesel	100	72.46 (1)	Diesel	9.81	2.4	930.0
Carbón 150	150	0.51 (2)	Carbón	68.99	4.5	1,800.0
Carbón 250	250	0.39 (2)	Carbón	64.39	4.2	1,800.0
Termo Colón	130	55 (1)	Búnker C	9.60	1.8	569.2
El Giral	50	60.69 (1)	Búnker C	45.07	10.0	1,148.0
Panapower	68	57 (1)	Búnker C	15.00	76.0	882.4
Térmica Cativá	87	59.55 (1)	Búnker C	44.74	4.2	919.5

(1) El rendimiento de esta planta está expresado en Gal/MWh
 (2) El rendimiento de esta planta está expresado en Ton/MWh.
 (3) El rendimiento de esta planta está expresado en m3/MWh

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



Handwritten signature

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 en el país, se consideró el precio base del promedio de los precios de paridad publicados por el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI), para el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2007.

La Comisión de Política Energética (COPE), estableció el criterio para la proyección de precios de los combustibles a utilizar en la elaboración del PEGEN 2008. Para ello se consideraron las proyecciones de Precio Alto (“High Price”) del “Annual Energy Outlook – 2008” de la EIA/DOE ajustados al promedio entre la paridad del WTI (West Texas Intermediate) publicado por la EIA/DOE vs. la tendencia de las proyecciones publicadas por la EIA/DOE de los respectivos “Annual Energy Outlook’s” de los últimos 3 años.

Esta metodología arrojó un precio para los combustibles, los cuales fueron acordados a usarse mediante la Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2008.

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.

El Cuadro N° 8.1 nos presenta el poder calorífico para los distintos tipos de combustibles considerados en este estudio.

CUADRO N° 8.1: Poder Calorífico de los Combustibles.

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

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



A continuación, se presenta la proyección de precios 2008-2022 de los combustibles utilizados para generar electricidad en los análisis del Plan de Expansión de Generación, estimados de acuerdo a lo establecido en la Definición de Política y Criterios para el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2008. Dichas proyecciones de precios de los combustibles se muestran en el Cuadro N° 8.2.

CUADRO N° 8.2: Proyecciones de Precios de Combustibles.

AÑO	(US\$/BBI)			(US\$/Mbtu)	US\$/Ton-m
	Diesel Liviano	Diesel Marino	Bunker-C	Gas Natural Gasoducto	Carbón
2008	119.82	111.60	79.29	7.77	74.32
2009	122.60	114.18	81.13	7.95	76.04
2010	125.33	116.73	82.93	8.13	77.73
2011	128.11	119.32	84.78	8.31	79.46
2012	130.96	121.98	86.67	8.50	81.23
2013	133.88	124.69	88.59	8.68	83.04
2014	136.86	127.47	90.56	8.88	84.89
2015	139.90	130.30	92.58	9.07	86.77
2016	143.01	133.20	94.64	9.28	88.70
2017	146.20	136.16	96.74	9.48	90.68
2018	149.45	139.19	98.90	9.69	92.70
2019	152.77	142.29	101.10	9.91	94.76
2020	156.17	145.46	103.35	10.13	96.87
2021	159.65	148.69	105.65	10.36	99.02
2022	163.20	152.00	108.00	10.59	101.22

BBL: Barriles

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

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. Para este plan se considera que el suministro de Gas Natural desde la República de Colombia será a través de gasoducto desde Cartagena, Colombia, a la provincia de Colón, Panamá.

Los precios del gas natural dependen de muchos factores, tales como el costo del gasoducto y del volumen contratado. Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios del GN publicados por la EIA/DOE, se utilizarán las mismas tendencias del WTI indicadas anteriormente.



Capítulo 9: Planes de Expansión de Demanda Media

El estudio se realizó para un horizonte de 15 años (2008-2022), más un periodo 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 anual de 5.73% en energía y de 5.72% en potencia; y el escenario de crecimiento de demanda alto, con tasas de crecimiento anual de 6.26% y 6.08% 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 obtener las alternativas de expansión de mínimo costo se utilizó el modelo OptGen. Posteriormente, se simuló con el modelo “Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP)” el despacho de las plantas de los planes producidos por el OptGen. 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.

Para realizar este análisis, se utilizó el modelo 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). Debido a la forma en que está estructurado el Mercado Eléctrico Regional es necesario utilizar el modo *Coordinado* del modelo. Adicionalmente, se consideraron los límites de intercambio entre los diferentes países.

En este análisis operativo se contempló la utilización de los planes de expansión más recientes de los países centroamericanos analizados por el Grupo de Trabajo de Planeamiento Indicativo Regional (GTPIR) del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) para el periodo 2008 – 2022 como se presenta en el Cuadro N° 9.1.



CUADRO N°.9.1: 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
2008	CARIBLANCO	80					CERRÓN GRANDE	258		
2009	INGEN-BAGAZ POCOSOL INGEN-BUN EOL-PROY1 EL ENCANTO	20 26 58 50 8.3	LARREYNAGA GEO HOYO I	17.2 70			REPOT. 15 DE SEPT.	12	GEO CALDERAS 3B GEO CALDERAS 3C	22 11
2010	MMV GARAB TORO 3 CANAL-COO	200 50 16.5	PANTASMA SALTO YY GEO HOYO II	17 24.8 70			CHAPARRAL	65.7	XACBAL ESCUINTLA VAPOR 3	94 200
2011	PIRRIS GEO PAILAS MMV 80	128 35 80	PAJARITOS	31	CANGREJAL PATUCA 3	40.2 100				
2012			SIRENAS	17						
2013	BOT PROY EOL-PROY2	100 120					GEO SAN VICENTE	52		
2014			MMV 100-1	100	TABLÓN CB250-1 CB250-2	20 250 250			SERCHIL	145
2015			MMV 100-2	100			GEO CHINAMECA	55		
2016	LOS LLANOS RC-500 MMV 100-1 MMV 100-2 TGDS 100-1 TGDS 100-2	85 58.6 100 100 100 100	VALENTIN	28	MMV 100-1	100			GEO TECUAMBU	24
2017	GEO PROYECTO	70	MMV 100-3	100	CB250-3 MMV 100-2	250 100			CB250-1	250
2018			CORRIENTE LIRA PIEDRA FINA	40 42			MMV 100-1	100		
2019	MMV 100-3 MMV 100-4	100 100	EL CARMEN	60	TGDS	100			TGDS TGDS	100 100
2020			TGDS TGDS	100 100						
2021	MMV 100-5	100								
2022										

* Esta planta solamente opera durante seis meses.

³¹ Los proyectos presentados con color azul representan proyectos hidroeléctricos.



Handwritten signature

9.1 ALTERNATIVAS ANALIZADAS Y SUS SENSIBILIDADES

Los planes de expansión analizados corresponden al escenario de demanda media. Con la finalidad de evaluar el impacto de alteraciones a los planes, se analizaron sensibilidades a los casos más cruciales.

La denominación de los casos con sus respectivas sensibilidades queda como sigue:

Caso N° 1: Demanda Media Hidrotérmico considerando Carbón dentro de un escenario regional (REGMHTCB8).

Y sus sensibilidades:

- REGMHTCB8A: Atraso de un (1) año en el inicio de operaciones del proyecto hidroeléctrico Chan I .
- REGMHTCB8B: Atraso de un (1) año en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Bonyic, Gualaca y Bajo de Mina.
- REGMHTCB8C: Atraso de un (1) año en el inicio de operaciones de la planta de carbón de 250 MW que entraba en el 2012 en el caso REGMHTCB8.
- REGMHTCB8D: Atraso de un (1) año en el inicio de operaciones de la planta termoeléctrica Termo Colón.
- REGMHTCB8E: Exclusión de la planta de carbón de 250 MW (CB 250-A) que entraba en el 2012 en el caso REGMHTCB8.
- REGMHTCB8N: Plan de Expansión obtenido para un escenario medio, sensibilizado por medio de un incremento de demanda³².

Caso N° 2: Demanda Media Hidrotérmico considerando Gas abastecido por Gasoducto a partir del 2015 y Carbón dentro de un escenario regional (REGMHTGDC8).

Caso N° 3: Demanda Media Hidrotérmico considerando Gas abastecido por Gasoducto a partir del 2015 – Carbón y Eólica dentro de un escenario regional (REGMHTTTLA8).

Y su sensibilidad:

- REGMHTTTLA8A: Atraso de un (1) año en la entrada en operación de los proyectos eólicos Toabré (120 MW) y Santa Fe Energy (81 MW).

³² Demanda utilizada es similar a los resultados obtenidos en el escenario de demanda alta.



Handwritten signature or initials.

CASO N° 1: REGMHTCB8

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 (en base de búnker y diesel), así como aquellos proyectos que utilicen el carbón como combustible. Los siguientes son sus costos totales:

Costo Total de Inversión: 1,186.66 M\$

Costo de Operación: 2,790.40 M\$

Costo de Déficit: 3.332 M\$

Costo Total: 3,980.39 M\$

El plan incorpora plantas térmicas de carbón a partir del año 2012. La capacidad total de proyectos hidroeléctricos nuevos es de 760.8 MW, mientras que la capacidad total de las plantas térmicas a incorporarse es de 1085 MW. Esto indica que el 41 % de los proyectos nuevos son plantas hidroeléctricas y un 59 % corresponden a centrales termoeléctricas. Cabe destacar que de estos 1085 MW de proyectos térmicos, 750 MW se deben a la incorporación de plantas de carbón las cuales entran en los años 2012, 2018 y 2021.

El Gráfico N° 9.1 permite apreciar la evolución de los costos marginales por bloque horario de este Plan de Expansión. Como puede observarse, el costo marginal al inicio del periodo es de 207.65 \$/MWh y éste experimenta un descenso hasta el 2013, ocasionado principalmente por la incorporación de proyectos hidroeléctricos como Chan I, Gualaca, Mendre, Bonyic, Bajo de Mina, Lorena, Prudencia, Baitún y Tabasará II que suman un total de 563 MW en el periodo 2011-2013, además de una planta de carbón de 250 MW. Con la conversión de las unidades 2, 3 y 4 de BLM a carbón en 2010, se percibe un descenso significativo en el costo marginal. En 2014, 2015, 2016 y 2017 crece el valor del costo marginal de Panamá. En 2018 y 2021, los costos marginales experimentan descensos, producto de la incorporación de dos plantas de carbón de 250 MW. Al final del periodo, el costo marginal es de 145.93 \$/MWh.

El Gráfico N° 9.2 presenta los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, a través de la interconexión con Costa Rica. En 2011, con la entrada de los proyectos hidroeléctricos Chan I, Gualaca, Mendre y Bonyic que suman 297.9 MW, se experimenta un crecimiento considerable de las exportaciones de Panamá. El inicio de operaciones de plantas de carbón en 2012, 2018 y 2021, impulsa las exportaciones de Panamá en esos años. En los dos últimos años del periodo se dan los mayores valores de exportación del horizonte estudiado (2010 en 2021 y 2016 en 2022) por lo que prácticamente no se importa energía.



Handwritten signature or initials.

CUADRO N° 9.2: Plan de Expansión del Caso REGMHTCB8.

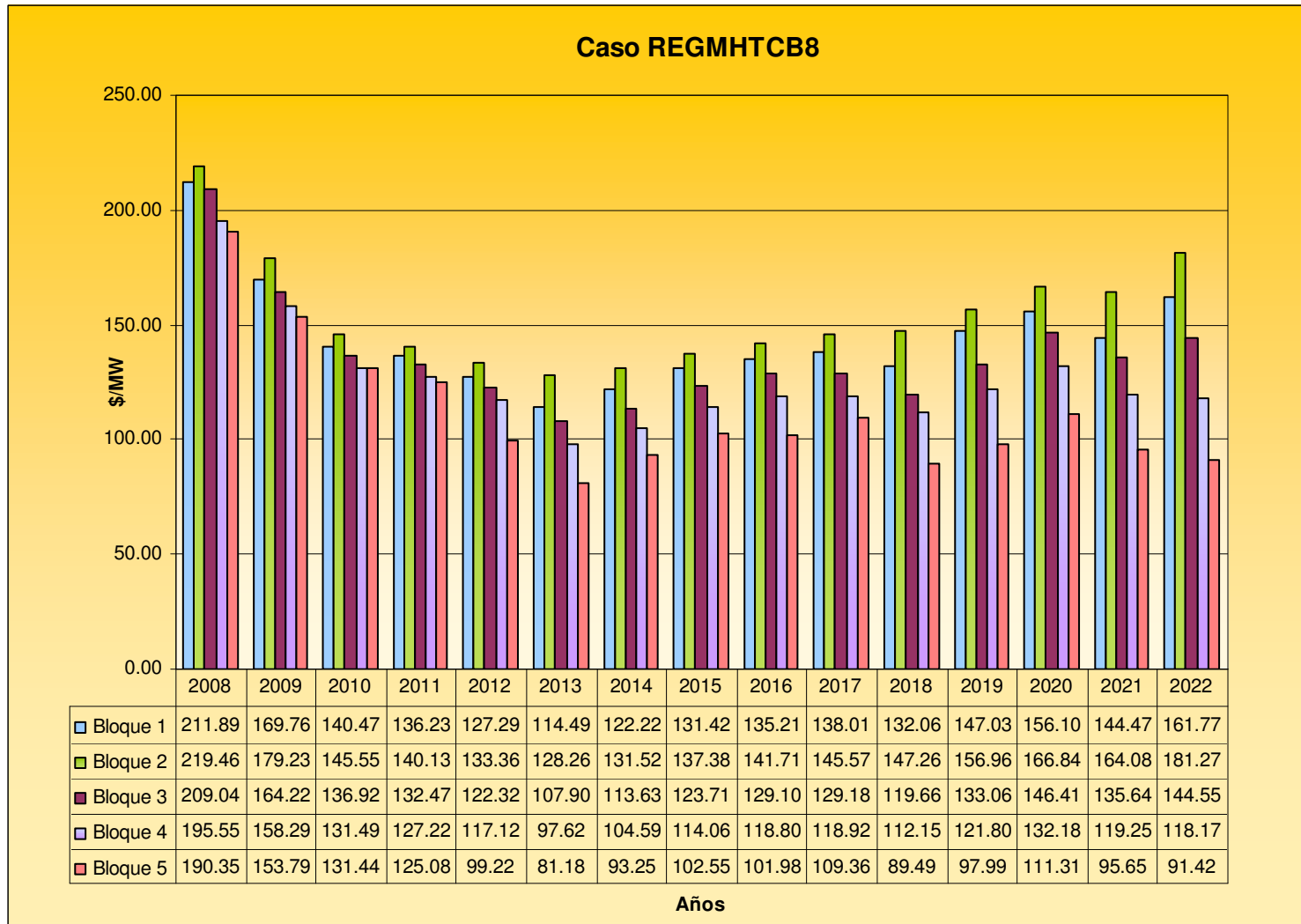
Fecha de Operación	Caso REGMHTCB8		
	Proyecto	Capacidad (MW)	
		Hidro	Térmo
2008	El Giral		50.0
	Concepción	10.0	43.5
2009	Térmica Cativá		43.5
	Paso Ancho	5.0	130.0
2010	Termo Colón		130.0
	BLM-Carbón (1)		
2011	Algarrobos	9.7	68.0
	Panapower		68.0
2012	Chan I	223.0	
	Gualaca	25.1	
	Mendre	19.8	
	Bonyic	30.0	
2013	Bajo de Mina	52.4	
	Tabasará II	34.5	
	Lorena	35.7	
	CB 250-A		250.0
2014	Prudencia	56.2	
	Baitún	86	
2015	Síndigo	10.0	
			10.0
2016	Pando	32.0	
			32.0
2017	Monte Lirio	51.6	
			51.6
2018	El Alto	60.0	
			60.0
2019	CB-250-B		250.0
			250.0
2020	Barro Blanco	19.8	
			19.8
2021			0.0
	CB 250-C		250.0
2022			250.0
			250.0
Total del Plan		760.8	1085.0
			1845.8

(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

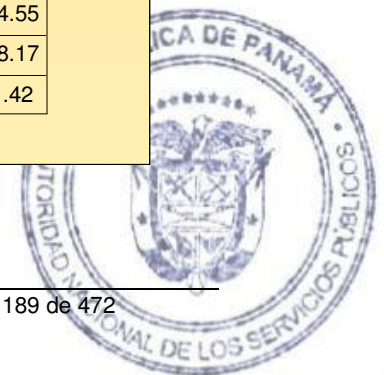
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



GRÁFICO N° 9.1: Costo Marginal del Caso REGMHTCB8.

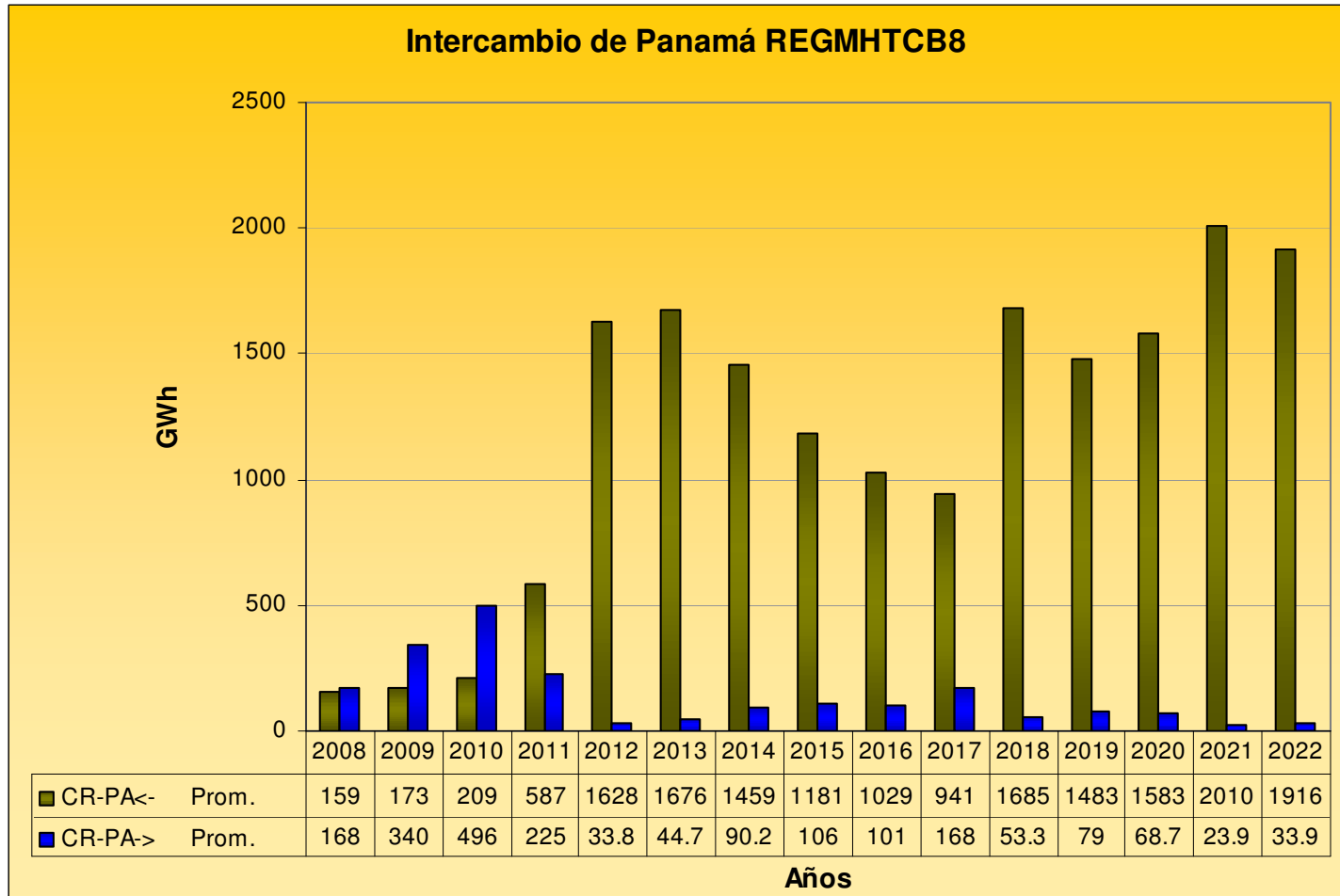


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

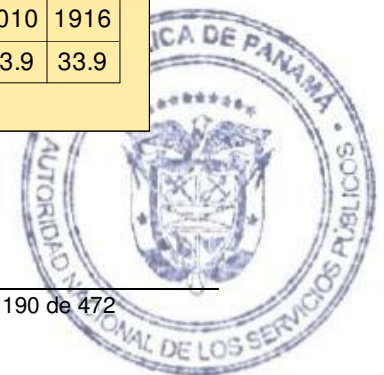


Handwritten signature

GRÁFICO N° 9.2: Intercambios entre Panamá y Costa Rica del Caso REGMHTCB8.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature

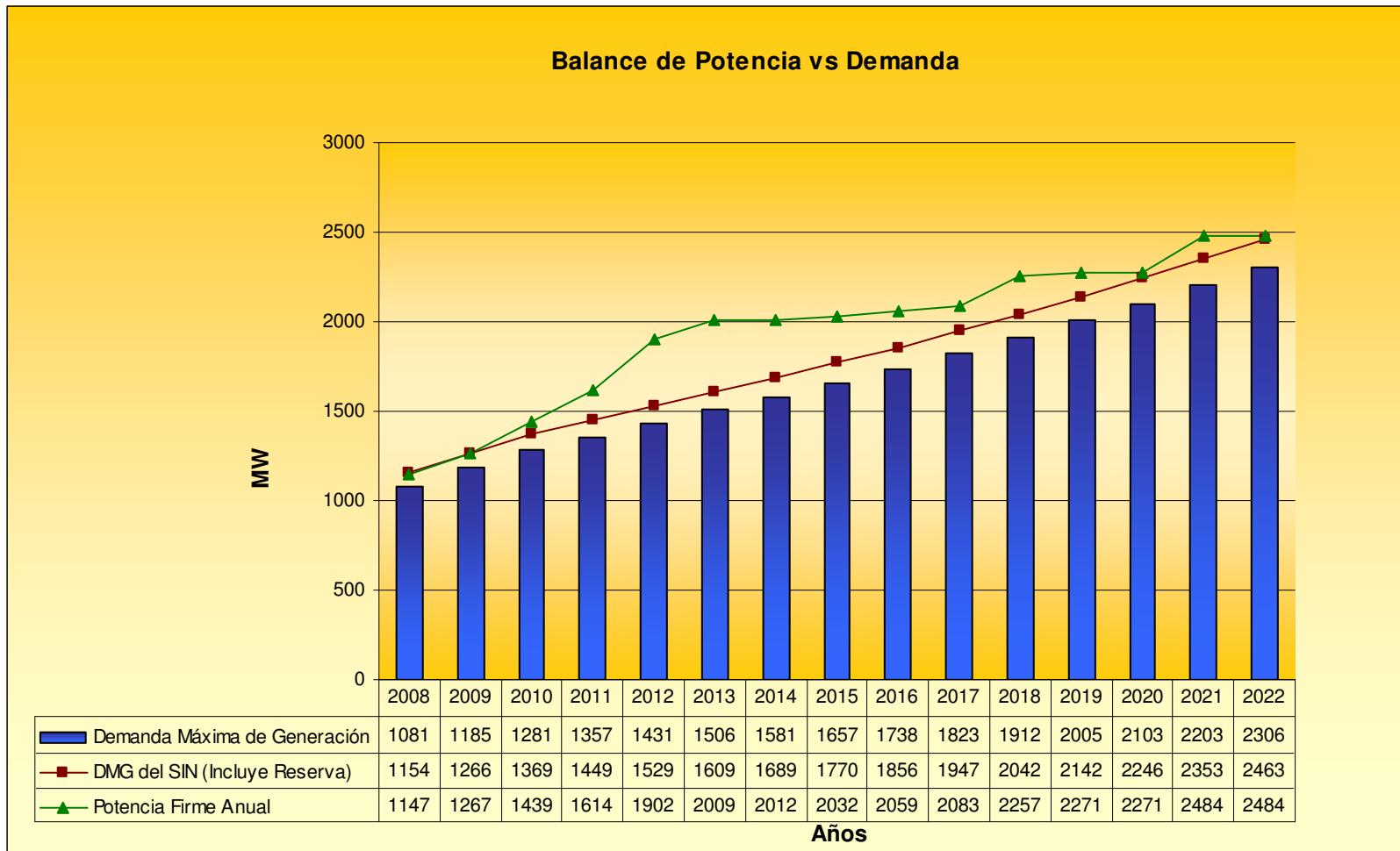
La confiabilidad de potencia se presenta en el Gráfico N° 9.3. Puede apreciarse que el criterio de confiabilidad se cumple en la mayoría de los años del periodo de estudio. En el año 2008, se observa que la potencia firme es ligeramente menor a la demanda DMG en los años siguientes. Sin embargo, la potencia firme siempre supera la demanda máxima de generación. La entrada en operación de nuevas plantas principalmente entre 2011 y 2019 ocasiona mayor diferencia entre la potencia firme anual y la demanda máxima de generación, lo cual favorece la capacidad de reserva del sistema.

En el Gráfico N° 9.4, se presenta la generación hidráulica y térmica total para cada año del horizonte del plan hidrotérmico con carbón. En 2008, la generación hidroeléctrica (3548.9 GWh), es mayor a la generación termoeléctrica (3217.6 GWh), mientras que en 2009 y 2010 sucede lo contrario debido a que el inicio de operaciones de los proyectos termoeléctricos El Giral, Térmica Cativá, Termo Colón y Panapower durante los tres primeros años incrementa en 335.0 MW, el plantel térmico existente hasta el momento. A partir de 2011 y hasta 2020, se aprecia un crecimiento de la generación hidroeléctrica, superando en este periodo a la generación eléctrica de origen térmico, manteniendo una relación de 60% hidroeléctrico y 40% termoeléctrica en promedio. Esto sucede debido a que es en este periodo que se incorpora al parque de generación un mayor número de proyectos hidroeléctricos. Con la entrada de una planta de carbón de 250 MW al sistema, crece la generación térmica y supera durante el resto del horizonte a la generación eléctrica de origen hidráulico, llegando a una proporción de 50% cada uno en 2022.

Los factores de planta de las centrales térmicas se incluyen en el Gráfico N° 9.5. Se puede apreciar en el mismo que aquellas plantas termoeléctricas que utilizan el carbón como combustible (BLM Carbón y CB 250), mantienen factores de planta superiores a 0.9, en tanto plantas como Termo Colón, El Giral, Cativá, Pan Am y Pacora, disminuyen su factor de planta al ingresar al sistema estas alternativas de generación en base al carbón. A pesar de esto, Termo Colón mantiene un factor de planta promedio de 0.69, por encima de Pacora (0.56) y Cativá (0.53). Por su parte, Panapower, el Ciclo Combinado BLM, EGESA y Copesa mantienen valores muy bajos de factor de planta. Pan Am y Térmica Cativá mantienen factores de planta entre 0.1 y 0.4 desde 2011.

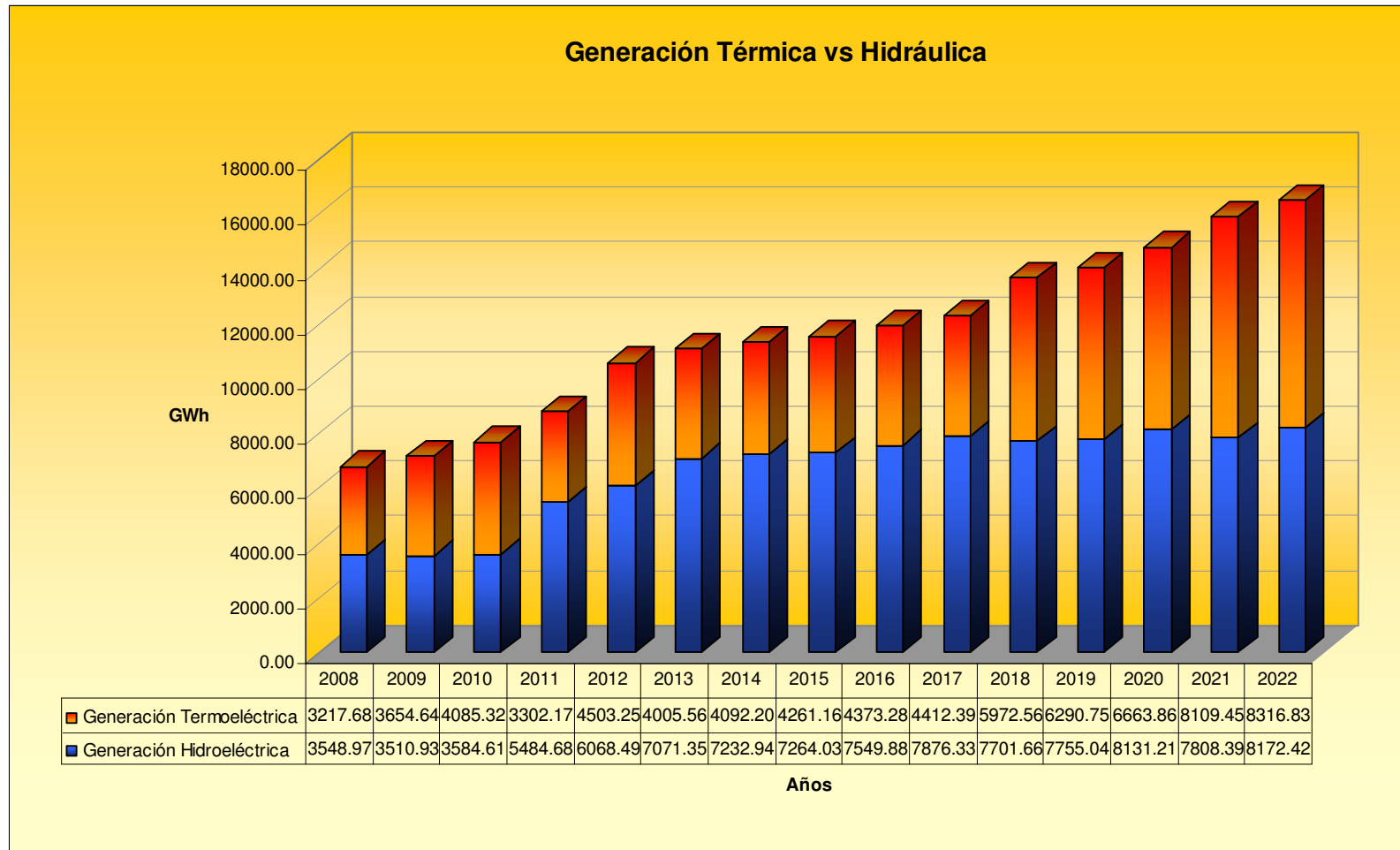


GRÁFICA N° 9.3: Balance de Potencia vs Demanda del Caso REGMHTCB8.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

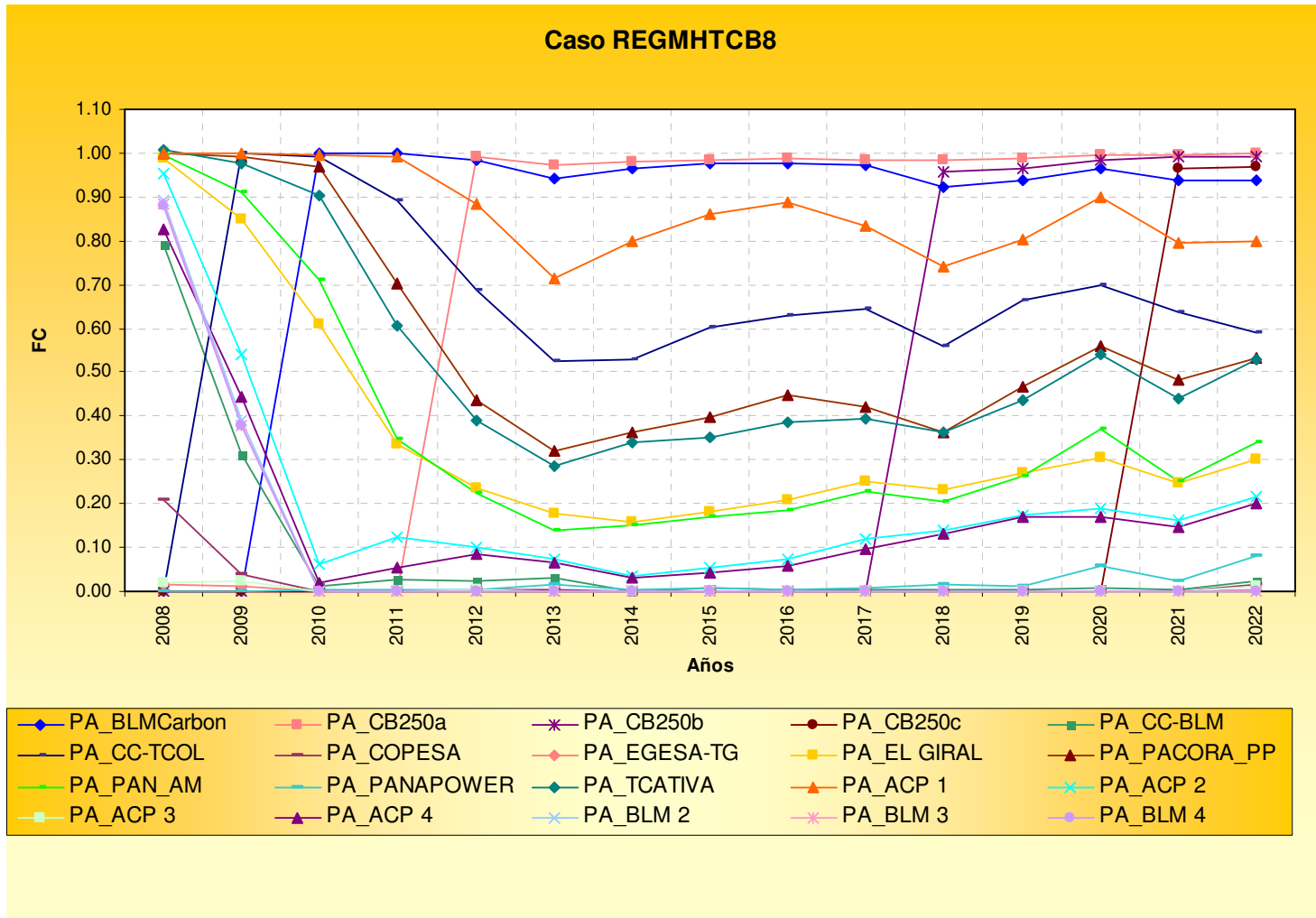
GRÁFICO N° 9.4: Generación Térmica vs Hidráulica del Caso REGMHTCB8.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

Handwritten signature

GRÁFICA N° 9.5: Factor de Planta de las Plantas Térmicas del Caso REGMHTCB8.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature

SENSIBILIDADES DEL CASO REGMHTCB8**REGMHTCB8A**

Los costos del plan de expansión que surgen con esta sensibilidad se desagregan como sigue:

Costo Total de Inversión: 1,167.16 M \$

Costo de Operación: 2,841.82 M\$

Costo de Déficit: 3.332 M\$

Costo Total: 4,012.31 M\$

Dado el impacto que tiene el proyecto hidroeléctrico Chan I, en esta sensibilidad se consideró evaluar las consecuencias para el sistema si la entrada en operación se diese con un año de atraso.

Como muestra el Gráfico N° 9.6, no se percibe variación significativa en los costos marginales al inicio del periodo. Sin embargo, en el año 2011, sin la entrada en operación del proyecto Chan I vemos una pequeña diferencia en el costo marginal del sistema. Dicho incremento corresponde a un 5.4 %. Es decir, el atraso de Chan I costaría 7.25 \$/MWh por encima del caso donde se considera la incorporación de alternativas de generación convencionales (REGMHTCB8). Nótese que el atraso de Chan I no se prolonga tanto ya que para el año 2012, se tiene la entrada de la planta de Carbón de 250MW y varios proyectos hidroeléctricos que amortizan el costo de no contarse con Chan I. Para el resto de los años del periodo del estudio (2013-2022), como era de esperarse, no se reflejan diferencias en los costos marginales.

Ahora bien, si comparamos el impacto del atraso de Chan I en el intercambio entre Panamá y Costa Rica, podemos observar como para el año 2011 las exportaciones hacia Costa Rica se reducen en un 51% con respecto al caso REGMHTCB8 y las importaciones aumentan a un poco más del doble. El Gráfico N° 9.7, muestra un comparativo de Intercambio en Panamá para el caso con sensibilidad y para el caso REGMHTCB8.

En el cuadro N°.9.3, se detalla la comparación de este plan contra el caso REGMHTCB8.



CUADRO N.º.9.3: Planes de expansión del Caso REGMHTCB8 y su sensibilidad REGMHTCB8A.

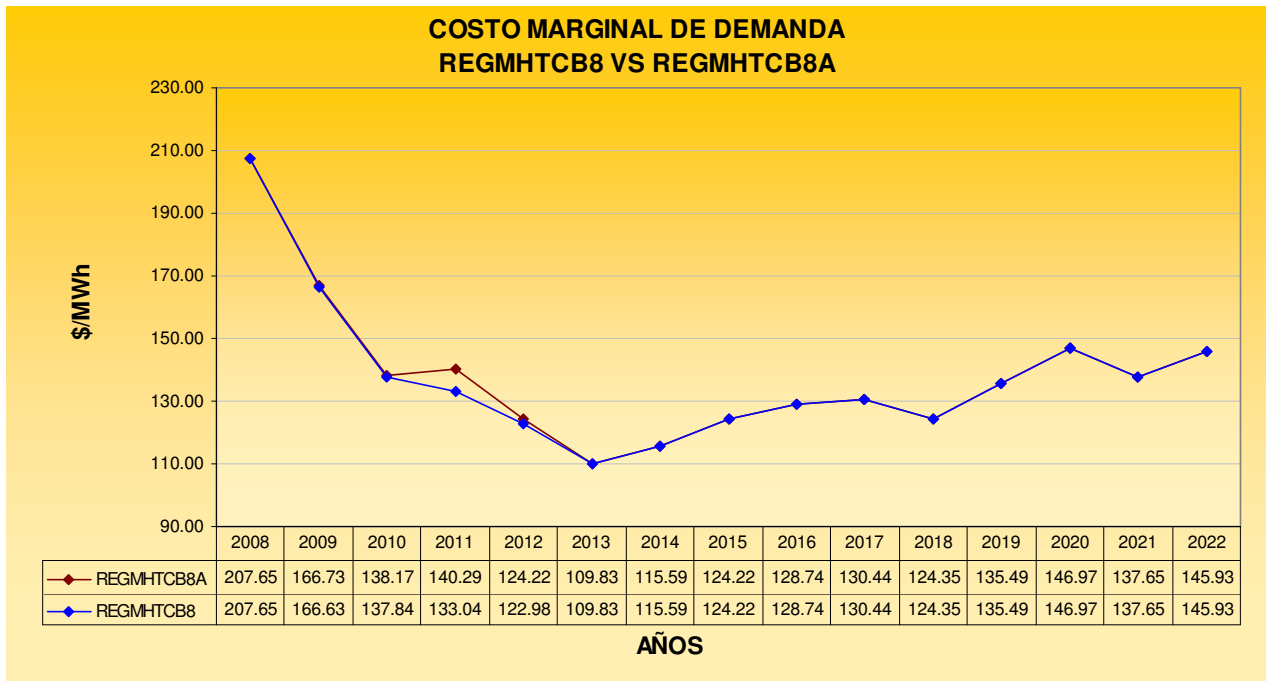
Años	Caso REGMHTCB8				Caso REGMHTCB8A			
	Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)		
		Hidro	Térmo	Total		Hidro	Térmo	Total
2008	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0 43.5	103.5	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0 43.5	103.5
2009	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5 130.0	178.5	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5 130.0	178.5
2010	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7
2011	Chan I Gualaca Mendre Bonyic	223.0 25.1 19.8 30.0		297.9	Gualaca Mendre Bonyic	25.1 19.8 30.0		74.9
2012	Bajo de Mina Tabasará II Lorena CB 250-A	52.4 34.5 35.7	250.0	372.6	Bajo de Mina Chan I Lorena Tabasará II CB 250-A	52.4 223.0 35.7 34.5	250.0	595.6
2013	Prudencia Baitún	56.2 86		142.2	Prudencia Baitún	56.2 86.0		142.2
2014	Síndigo	10.0		10.0	Síndigo	10.0		10.0
2015	Pando	32.0		32.0	Pando	32.0		32.0
2016	Monte Lirio	51.6		51.6	Monte Lirio	51.6		51.6
2017	El Alto	60.0		60.0	El Alto	60.0		60.0
2018	CB-250-B		250.0	250.0	CB-250-B		250.0	250.0
2019	Barro Blanco	19.8		19.8	Barro Blanco	19.8		19.8
2020								
2021	CB 250-C		250.0	250.0	CB 250-C		250.0	250.0
2022								
	Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8	Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8

1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

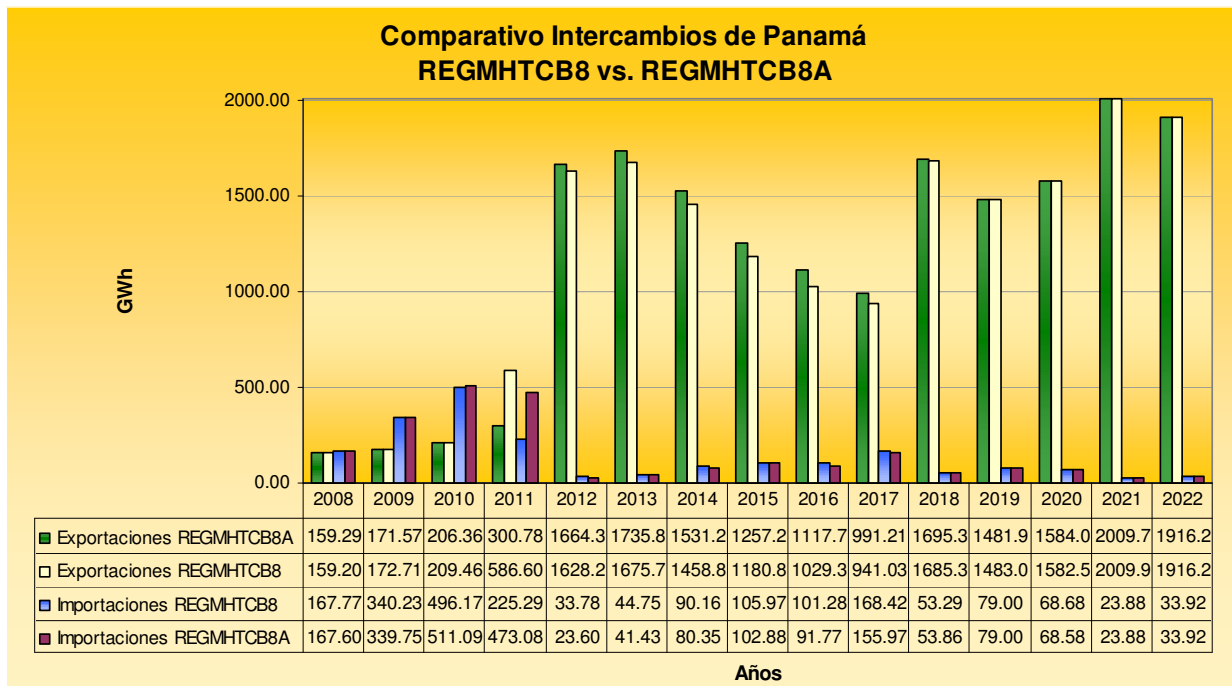


GRÁFICO N° 9.6: Costos marginales del caso REGMHTCB8 vs. REGMHTCB8A

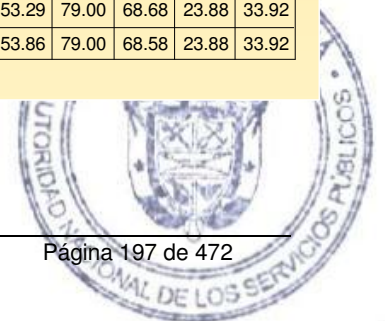


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

GRÁFICO N° 9.7: Intercambios de Panamá REGMHTCB8 vs. REGMHTCB8A



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



REGMHTCB8B

Los costos del plan de expansión que surgen con esta sensibilidad se desagregan como sigue:

Costo Total de Inversión: 1,170.65M \$

Costo de Operación: 2,814.75M\$

Costo de Déficit: 3.332 M\$

Costo Total: 3,988.73M\$

Esta sensibilidad contempla el retraso en la entrada de los proyectos hidroeléctricos Gualaca, Bonyic y Bajo de Mina. De acuerdo al gráfico comparativo entre los costos marginales del caso REGMHTCB8 y esta sensibilidad presentado en el GRÁFICO N° 9.8, se puede observar que los costos marginales son más elevados en los años 2011 y 2012, en esta sensibilidad debido al retraso en la entrada de 55.1 MW y 52 MW, respectivamente. El resto del periodo en ambos casos mantienen el mismo comportamiento.

Con el retraso de estos proyectos, el costo operativo resultante es superior al obtenido con el caso REGMHTCB8, lo que señala que la mayor optimización operativa se logra con este último.

En el cuadro N°.9.4, se detalla la comparación de este plan contra el caso base REGMHTCB8.



de

CUADRO N°.9.4: Planes de Expansión del Caso REGMHTCB8 y su Sensibilidad REGMHTCB8B.

Años	Caso REGMHTCB8				Caso REGMHTCB8B			
	Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)		
		Hidro	Térmo	Total		Hidro	Térmo	Total
2008	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0 43.5	103.5	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0 43.5	103.5
2009	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5 130.0	178.5	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5 130.0	178.5
2010	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7
2011	Chan I Gualaca Mendre Bonyic	223.0 25.1 19.8 30.0		297.9	Chan I Mendre Bonyic Gualaca	223.0 19.8 30.0 25.1		242.8
2012	Bajo de Mina Tabasará II Lorena CB 250-A	52.4 34.5 35.7	250.0	372.6	Lorena Tabasará II CB 250-A	35.7 34.5	250.0	375.3
2013	Prudencia Baitún	56.2 86		142.2	Prudencia Bajo de Mina Baitún	56.2 86.0		194.6
2014	Síndigo	10.0		10.0	Síndigo	10.0		10.0
2015	Pando	32.0		32.0	Pando	32.0		32.0
2016	Monte Lirio	51.6		51.6	Monte Lirio	51.6		51.6
2017	El Alto	60.0		60.0	El Alto	60.0		60.0
2018	CB-250-B		250.0	250.0	CB-250-B		250.0	250.0
2019	Barro Blanco	19.8		19.8	Barro Blanco	19.8		19.8
2020								
2021	CB 250-C		250.0	250.0	CB 250-C		250.0	250.0
2022								
	Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8	Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8

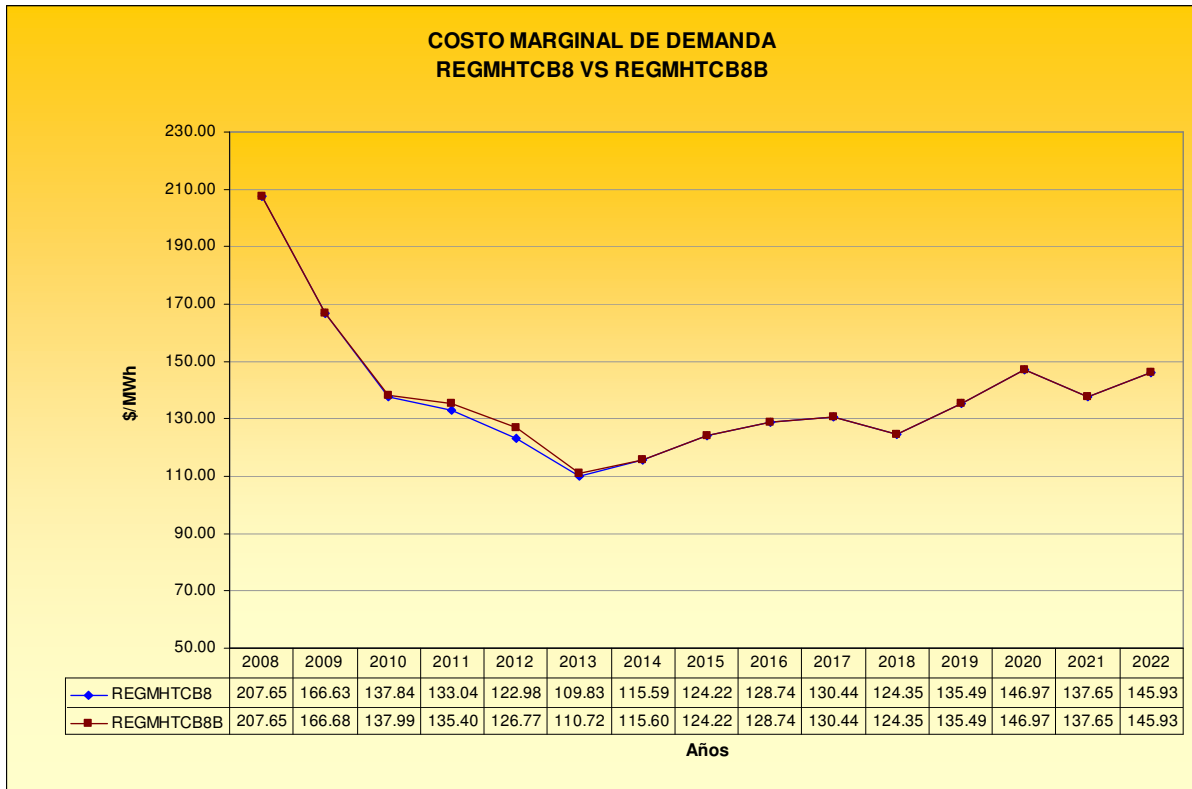
(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature or initials.

GRÁFICO N° 9.8: Costos Marginales del Caso REGMHTCB8 y la Sensibilidad REGMHTCB8B

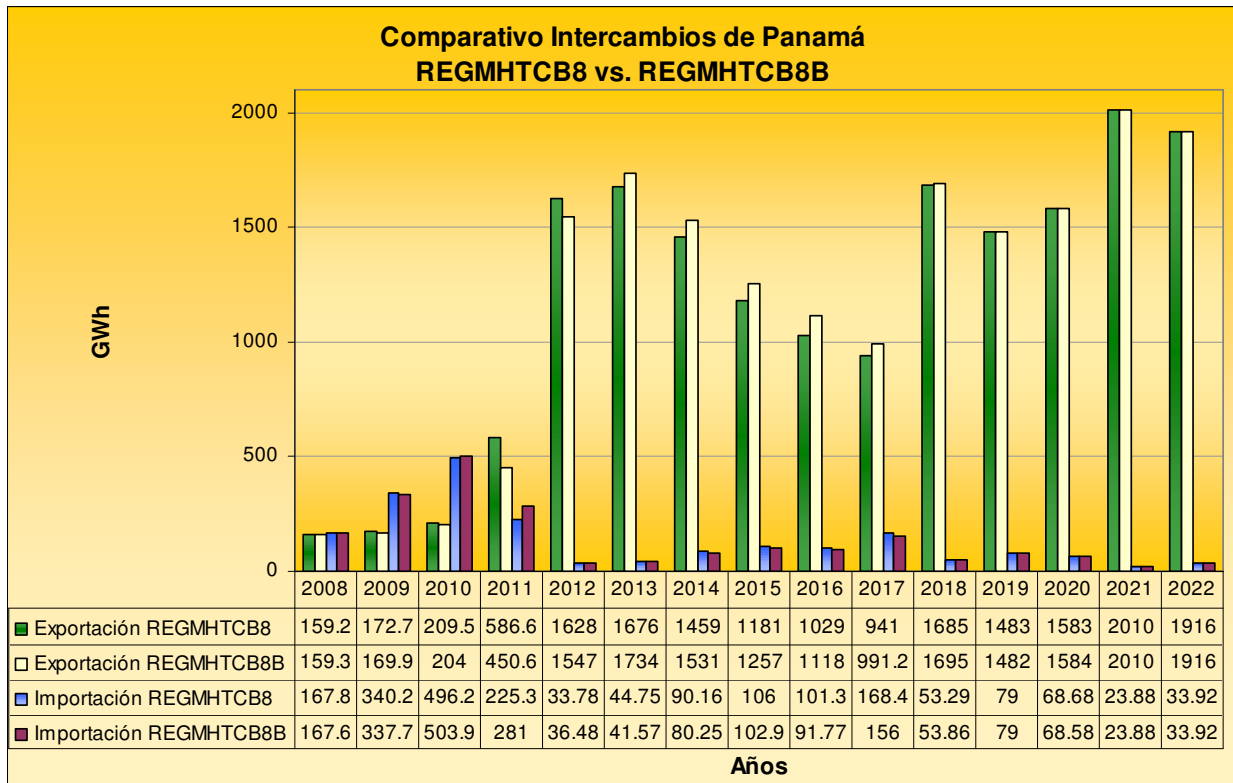


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

El Gráfico N° 9.9, se presenta un comparativo de los intercambios entre el caso REGMHTCB8 y la sensibilidad REGMHTCB8B. En el mismo se observa una reducción de las exportaciones y un incremento de las importaciones de Panamá durante los años 2011 y 2012, para la sensibilidad REGMHTCB8B, lo cual obedece a la ausencia de 107.1 MW (Bonyic, Gualaca y Bajo de Mina) en ese año. En el periodo 2013-2017, se experimenta una mayor exportación y una menor importación para la sensibilidad REGMHTCB8B. Los intercambios mantienen valores similares durante el resto del horizonte estudiado.



GRÁFICO N° 9.9: Intercambios del Caso REGMHTCB8 y la Sensibilidad



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008

REGMHTCB8B

REGMHTCB8C

Los costos del plan de expansión que surgen con esta sensibilidad se desagregan como sigue:

Costo Total de Inversión: 1,151.38 MM \$

Costo de Operación: 2,291.02 M\$

Costo de Déficit: 3.332 M\$

Costo Total: 3,445.73 M\$

En el cuadro N° 9.5, se detalla la comparación de este plan contra el caso base REGMHTCB8.




CUADRO N°.9.5: Planes de Expansión del Caso REGMHTCB8 y su Sensibilidad REGMHTCB8C.

Años	Caso REGMHTCB8				Caso REGMHTCB8C			
	Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)		
		Hidro	Térmo	Total		Hidro	Térmo	Total
2008	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0 43.5	103.5	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0 43.5	103.5
2009	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5 130.0	178.5	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5 130.0	178.5
2010	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7
2011	Chan I Gualaca Mendre Bonyic	223.0 25.1 19.8 30.0		297.9	Chan I Gualaca Mendre Bonyic	223.0 25.1 19.8 30.0		297.9
2012	Bajo de Mina Tabasará II Lorena CB 250-A	52.4 34.5 35.7	250.0	372.6	Bajo de Mina Lorena Tabasará II	52.4 35.7 34.5		122.6
2013	Prudencia Baitún	56.2 86		142.2	Prudencia CB 250-A Baitún	56.2 86.0	250.0	392.2
2014	Síndigo	10.0		10.0	Síndigo	10.0		10.0
2015	Pando	32.0		32.0	Pando	32.0		32.0
2016	Monte Lirio	51.6		51.6	Monte Lirio	51.6		51.6
2017	El Alto	60.0		60.0	El Alto	60.0		60.0
2018	CB-250-B		250.0	250.0	CB-250-B		250.0	250.0
2019	Barro Blanco	19.8		19.8	Barro Blanco	19.8		19.8
2020								
2021	CB 250-C		250.0	250.0	CB 250-C		250.0	250.0
2022								
	Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8	Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8

1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

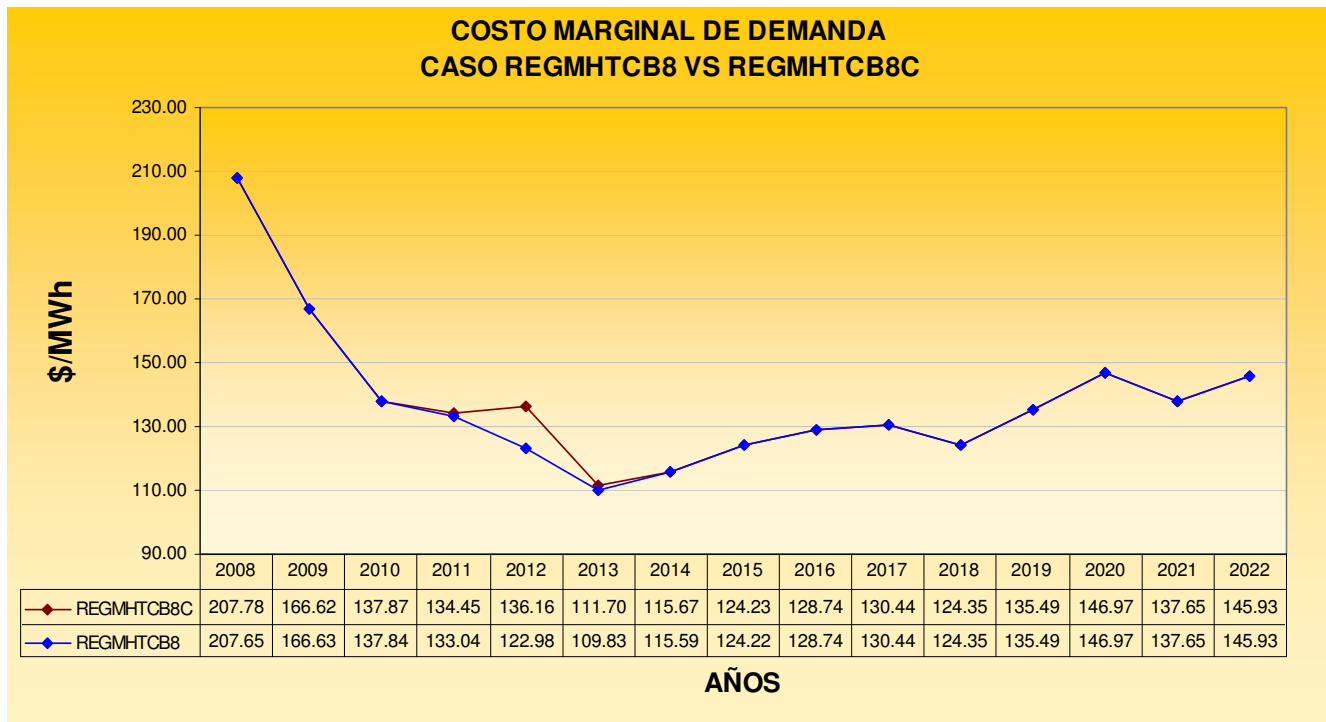


Handwritten signature or initials.

En esta sensibilidad se atrasa la planta de Carbón que entraba originalmente en el caso REGMHTCB8 en el año 2012 al año 2013. El efecto se marca para el año 2012, ya que la falta de esta planta provoca que los costos marginales aumenten en un 10.7 % por encima de los costos sin sensibilidad. Dicho aumento en el costo marginal se ve también reflejado para el año 2013, pero en menor escala (aproximadamente 2%). Nótese que el impacto que se da sobre los costos marginales no es tan fuerte ya que la interconexión favorece y amortiza el impacto. Para el resto del periodo, costos marginales no varían significativamente. El Gráfico N° 9.10 muestra los costos marginales comparativos de esta sensibilidad y su caso base.

Ahora bien, en el Gráfico N° 9.11 se muestra un comparativo de intercambios entre Panamá y Costa Rica para el caso REGMHTCB8 y para la sensibilidad (REGMHTCB8C). En el año 2012 se reducen las exportaciones en un 60% en la sensibilidad con respecto a las exportaciones del caso REGMHTCB8; y las importaciones en ese año, aumentan a más del doble. En el año 2013 el aumento en importaciones con respecto al caso REGMHTCB8 es solamente del 5%, lo que indica que al entrar la planta el sistema vuelve a una condición similar a la ilustrada en el caso REGMHTCB8.

GRÁFICO N° 9.10: Costos Marginales del Caso REGMHTCB8 vs. REGMHTCB8C

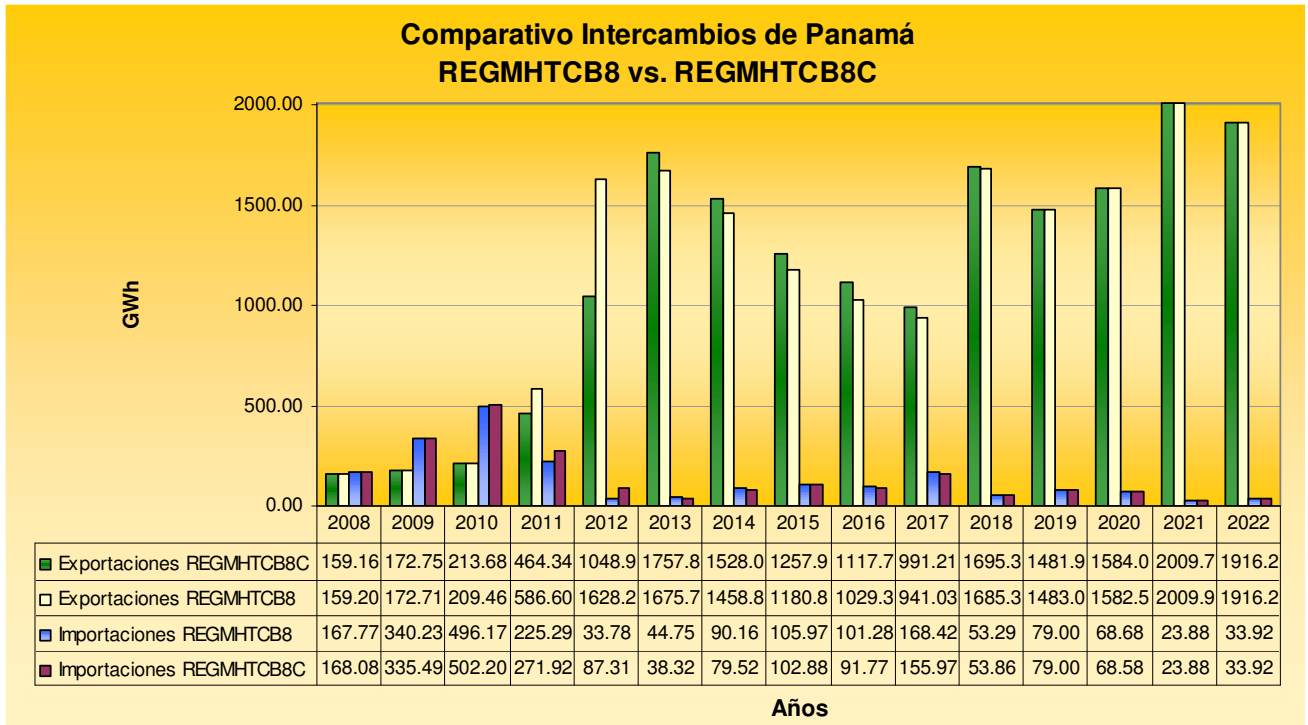


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature

Gráfico N° 9.11: Intercambios del Caso REGMHTCB8 vs. REGMHTCB8C



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

REGMHTCB8D

Los costos del plan de expansión que surgen con esta sensibilidad se desagregan como sigue:

Costo Total de Inversión: 1,179.06M\$

Costo de Operación: 2,776.81 M\$

Costo de Déficit: 3.331 M\$

Costo Total: 3,959.20 M\$

En el cuadro N° 9.6, se detalla la comparación de este plan contra el caso base REGMHTCB8.




CUADRO N°: 9.6: Planes de Expansión del Caso REGMHTCB8 y su Sensibilidad REGMHTCB8D.

Años	Caso REGMHTCB8				Caso REGMHTCB8D			
	Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)		
		Hidro	Térmo	Total		Hidro	Térmo	Total
2008	El Giral		50.0		El Giral		50.0	
	Concepción Térmica Cativá	10.0	43.5	103.5	Concepción Térmica Cativá	10.0	43.5	103.5
2009	Térmica Cativá Paso Ancho	5.0	43.5		Térmica Cativá Paso Ancho	5.0	43.5	
	Termo Colón		130.0	178.5				48.5
2010	BLM-Carbón (1)				BLM-Carbón (1) Termo Colón		130.0	
	Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7	Algarrobos Panapower	9.7	68.0	207.7
2011	Chan I	223.0			Chan I	223.0		
	Gualaca	25.1			Gualaca	25.1		
	Mendre	19.8			Mendre	19.8		
	Bonyic	30.0		297.9	Bonyic	30.0		297.9
2012	Bajo de Mina	52.4			Bajo de Mina	52.4		
	Tabasará II	34.5			Lorena	35.7		
	Lorena	35.7			Tabasará II	34.5		
2013	CB 250-A		250.0	372.6	CB 250-A		250.0	372.6
	Prudencia	56.2			Prudencia	56.2		
2014	Baitún	86		142.2	Baitún	86.0		142.2
	Síndigo	10.0		10.0	Síndigo	10.0		10.0
2015	Pando	32.0		32.0	Pando	32.0		32.0
	Monte Lirio	51.6		51.6	Monte Lirio	51.6		51.6
2016	El Alto	60.0		60.0	El Alto	60.0		60.0
	CB-250-B		250.0	250.0	CB-250-B		250.0	250.0
2017	Barro Blanco	19.8		19.8	Barro Blanco	19.8		19.8
2018	CB 250-C		250.0	250.0	CB 250-C		250.0	250.0
2019								
2020								
2021								
2022								
Total del Plan		760.8	1085.0	1845.8	Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8

1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

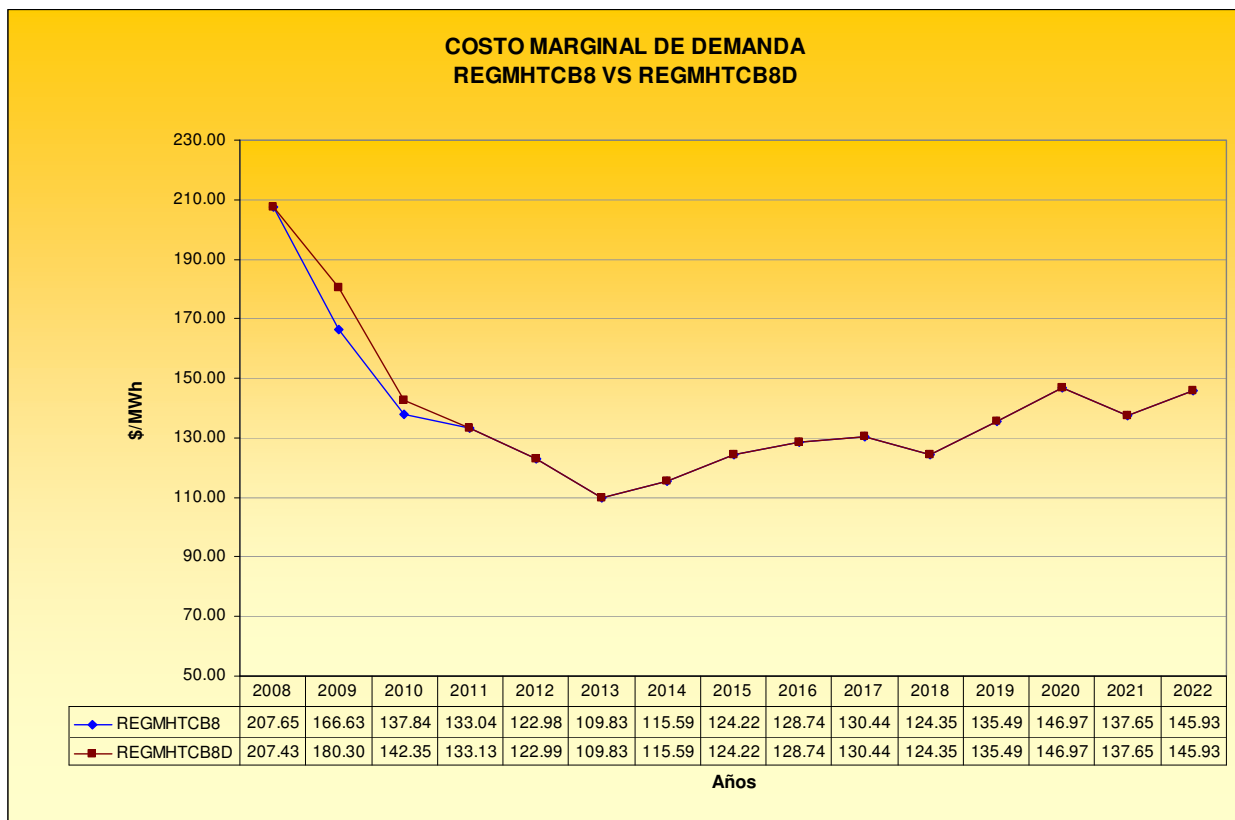
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature or initials.

Esta sensibilidad contempla el retraso en la entrada del proyecto termoeléctrico Termo Colón. De acuerdo al Gráfico N° 9.12, los costos marginales son más elevados en los años 2009 y 2010, en esta sensibilidad, debido al retraso en la entrada de los 130 MW de Termo Colón. El resto del periodo analizado presenta costos marginales similares. Con el retraso de estos proyectos, el costo operativo resultante es inferior al obtenido con el caso REGMHTCB8.

GRÁFICO N° 9.12: Costos Marginales del Caso REGMHTCB8 y la Sensibilidad REGMHTCB8D

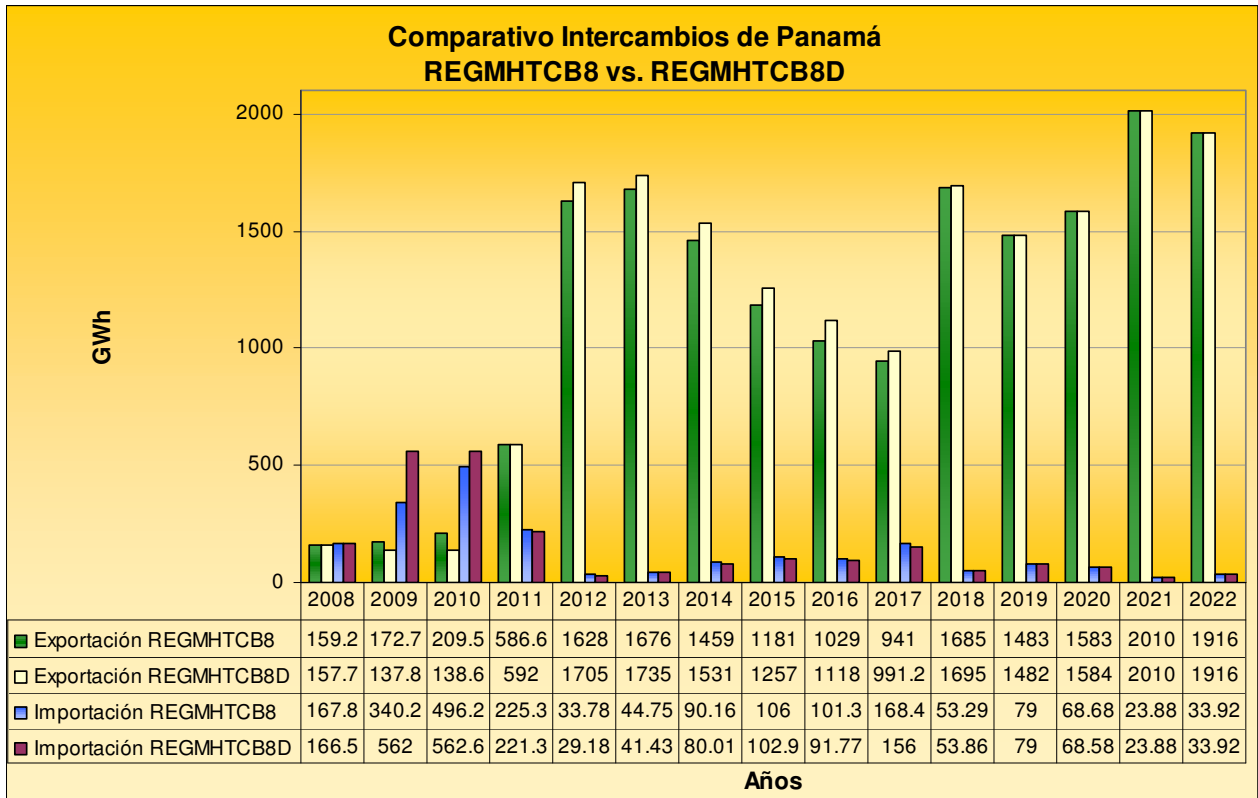


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

El Gráfico N° 9.13 se presentan los intercambios del caso REGMHTCB8 y de la sensibilidad REGMHTCB8D. Se aprecian mayores importaciones en la sensibilidad REGMHTCB8D durante 2009 y 2010, como resultado del atraso en la entrada del proyecto termoeléctrico Termo Colón. Las exportaciones observadas en 2011 fueron similares en ambos casos, mientras que para el periodo 2012-2017, las exportaciones de la sensibilidad REGMHTCB8D resultan mayores. Durante el resto del horizonte estudiado, los intercambios tienen valores similares en ambos casos.




GRÁFICO N° 9.13: Intercambios del Caso REGMHTCB8 y la Sensibilidad REGMHTCB8D



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

REGMHTCB8E

Los costos del plan de expansión que surgen con esta sensibilidad se desagregan como sigue:

Costo Total de Inversión: 952.04 M\$

Costo de Operación: 3,015.13 M\$

Costo de Déficit: 3.331M\$

Costo Total: 3,970.50 M\$

En el cuadro N° 9.7, se detalla la comparación de este plan contra el caso base REGMHTCB8.

Esta sensibilidad contempla la ausencia de la planta de carbón de 250 MW del año 2012. De acuerdo al Gráfico N° 9.14, los costos marginales son más elevados en esta sensibilidad a partir de 2012, sin duda alguna al beneficio que representa para el sistema el costo de producción de esta planta.




CUADRO N° 9.7: Planes de Expansión del Caso REGMHTCB8 y su Sensibilidad REGMHTCB8E.

Años	Caso REGMHTCB8				Caso REGMHTCB8E			
	Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)		
		Hidro	Térmo	Total		Hidro	Térmo	Total
2008	El Giral		50.0		El Giral		50.0	
	Concepción Térmica Cativá	10.0	43.5	103.5	Concepción Térmica Cativá	10.0	43.5	103.5
2009	Térmica Cativá Paso Ancho	5.0	43.5		Térmica Cativá Paso Ancho	5.0	43.5	
	Termo Colón		130.0	178.5	Termo Colón		130.0	178.5
2010	BLM-Carbón (1)				BLM-Carbón (1)			
	Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7	Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7
2011	Chan I	223.0			Chan I	223.0		
	Gualaca	25.1			Gualaca	25.1		
	Mendre	19.8			Mendre	19.8		
	Bonyic	30.0		297.9	Bonyic	30.0		297.9
2012	Bajo de Mina	52.4			Bajo de Mina	52.4		
	Tabasará II	34.5			Lorena	35.7		
	Lorena	35.7			Tabasará II	34.5		122.6
2013	CB 250-A		250.0	372.6	Prudencia	56.2		
	Prudencia	56.2			Baitún	86		142.2
2014	Baitún	86		142.2	Síndigo	10.0		10.0
	Síndigo	10.0		10.0	Pando	32.0		32.0
2015	Pando	32.0		32.0	Monte Lirio	51.6		51.6
2016	Monte Lirio	51.6		51.6	El Alto	60.0		60.0
2017	El Alto	60.0		60.0	CB-250-B		250.0	250.0
2018	CB-250-B		250.0	250.0	Barro Blanco	19.8		19.8
2019	Barro Blanco	19.8		19.8				
2020								
2021	CB 250-C		250.0	250.0	CB 250-C		250.0	250.0
2022								
	Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8	Total del Plan	760.8	835.0	1595.8

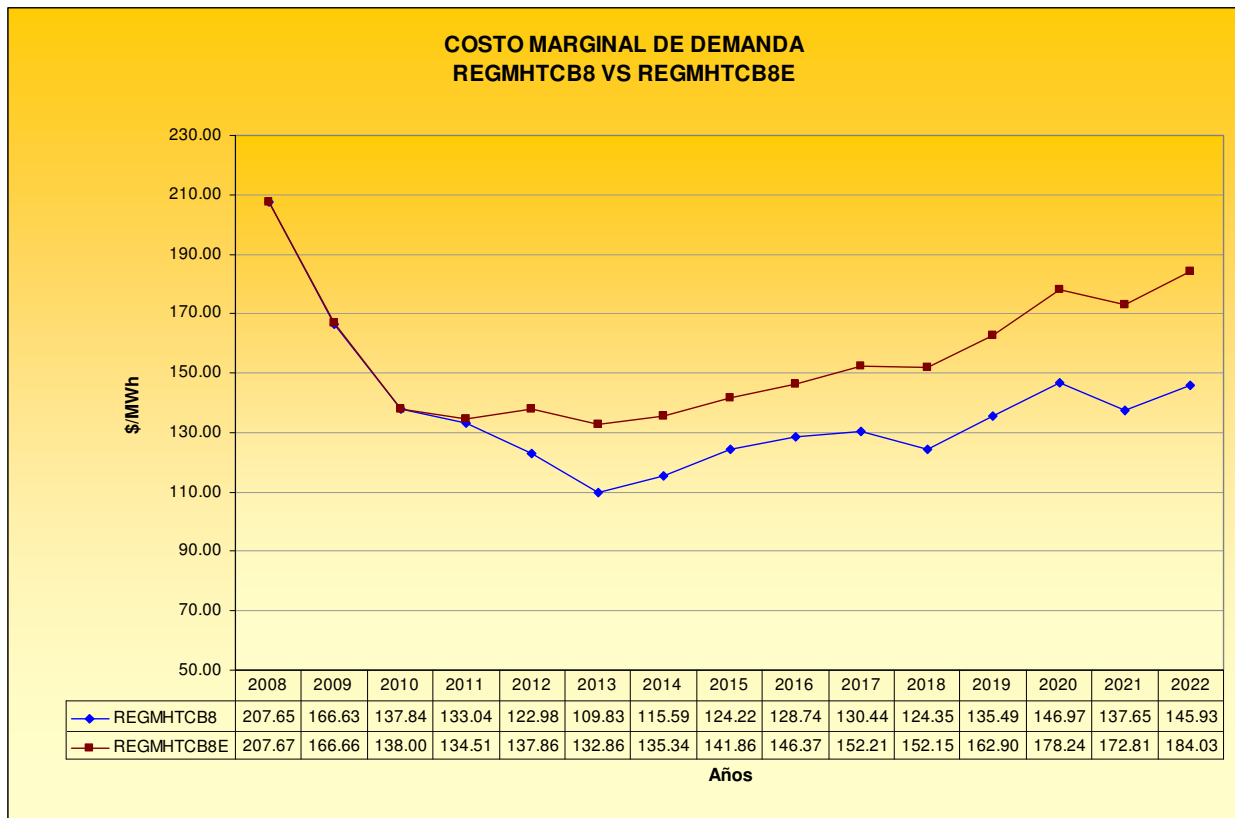
1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.



Handwritten signature or initials.

El costo de inversión de esta sensibilidad es menor que el del caso REGMHTCB8, puesto que no se contempla en éste el costo de inversión de la planta térmica de carbón. El costo operativo de la sensibilidad REGMHTCB8D resulta superior que el costo operativo del caso REGMHTCB8.

GRÁFICO N° 9.14: Costos Marginales del Caso REGMHTCB8 y la Sensibilidad REGMHTCB8E

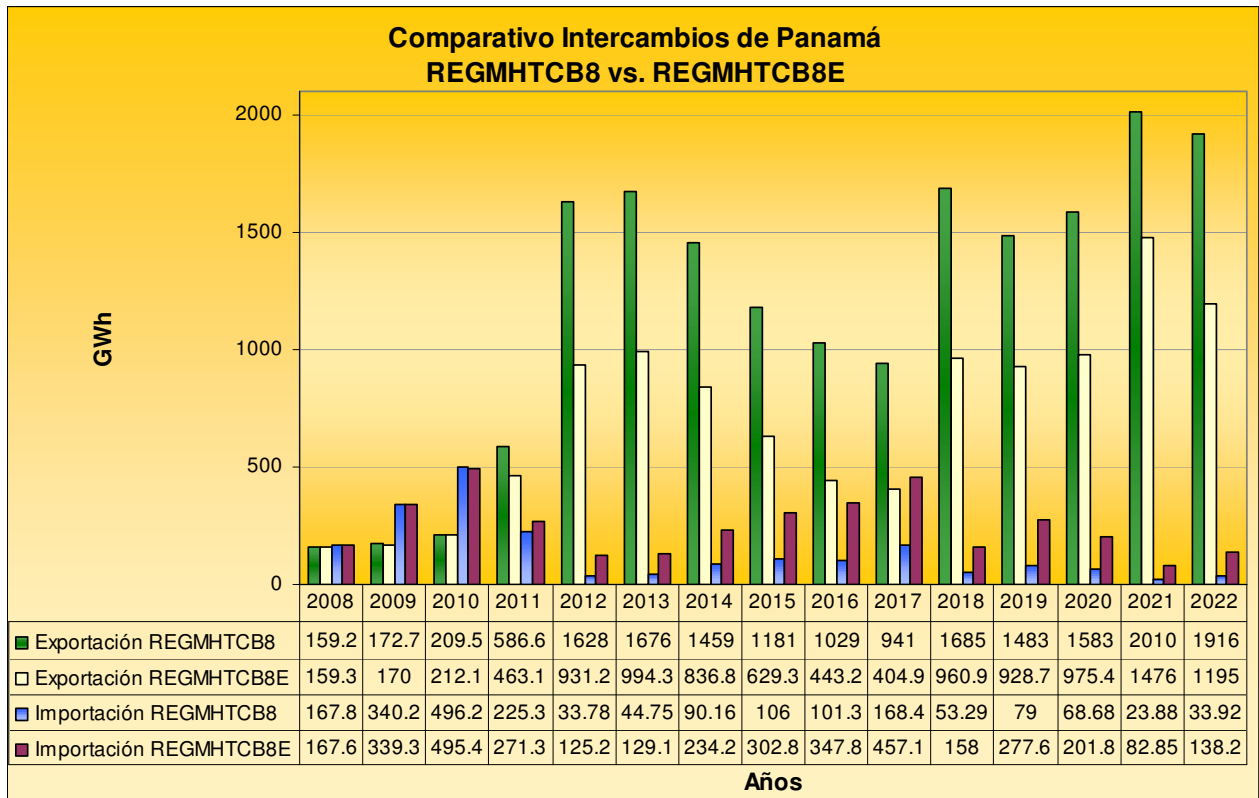


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

El Gráfico N° 9.15, se presentan los intercambios del caso REGMHTCB8 y de la sensibilidad REGMHTCB8D. Los intercambios de los primeros años son similares en ambos casos. A partir de 2012, se notan exportaciones menores y mayores importaciones en esta sensibilidad, al compararla con el caso REGMHTCB8.



GRÁFICO N° 9.15: Intercambios del Caso REGMHTCB8 y la Sensibilidad REGMHTCB8E



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

REGMHTCB8N

Los costos del Plan de Expansión que surgen con esta sensibilidad se desagregan como sigue:

- Costo Total de Inversión: 1,186.66 M\$
- Costo de Operación: 2,924.53 M\$
- Costo de Déficit: 3.272M\$
- Costo Total: 4,114.46 M\$

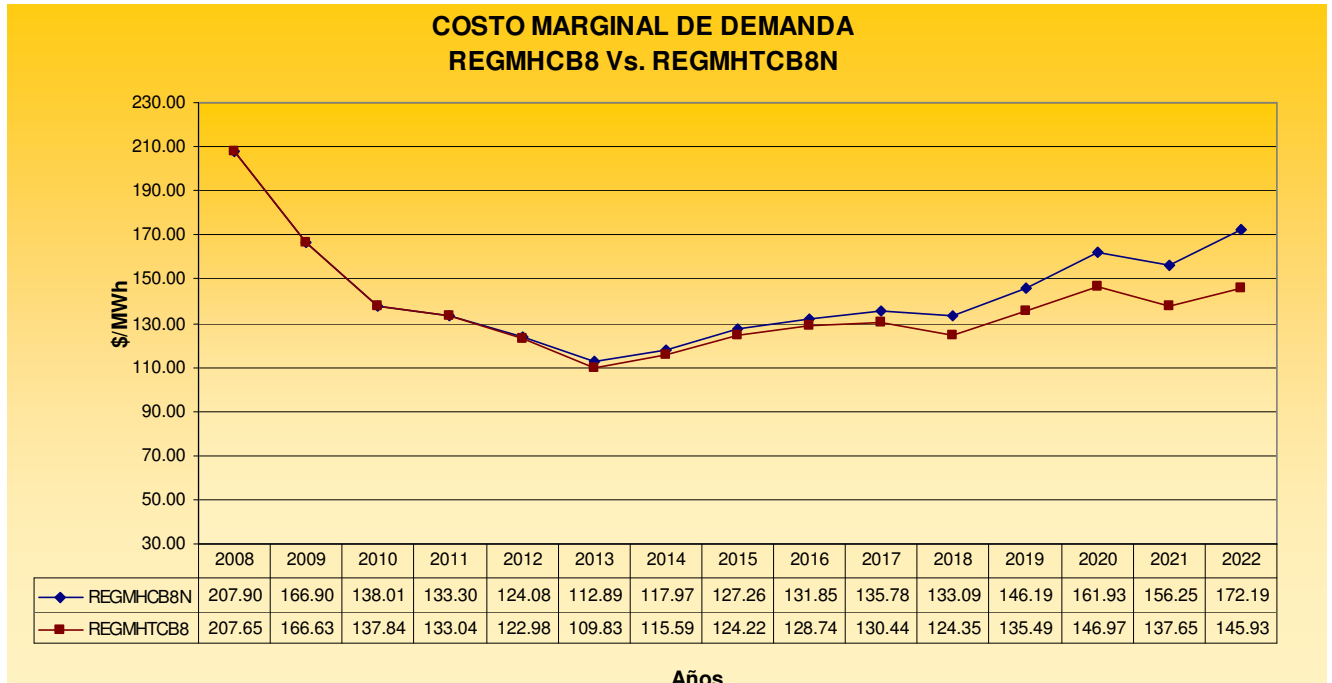
Esta sensibilidad contempla el escenario de demanda incrementada, pero con el plan regional de demanda media hidro-térmico con carbón en el caso REGMHTCB8. Por consiguiente ambos planes son idénticos.

De acuerdo al Gráfico N° 9.16, los costos marginales se van incrementando paulatinamente por el hecho de presentarse una demanda creciente; sin embargo, se




observa cómo el plan no refleja costos muy superiores durante los primeros años. Las diferencias más marcadas se observan a partir de los últimos 5 años para los cuales el promedio de aumento en el costo marginal es de 11.32% por encima del escenario de demanda media.

GRÁFICO N° 9.16: Costos Marginales del Caso REGMHTCB8 y la Sensibilidad REGMHTCB8N



Fuente: E I ESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

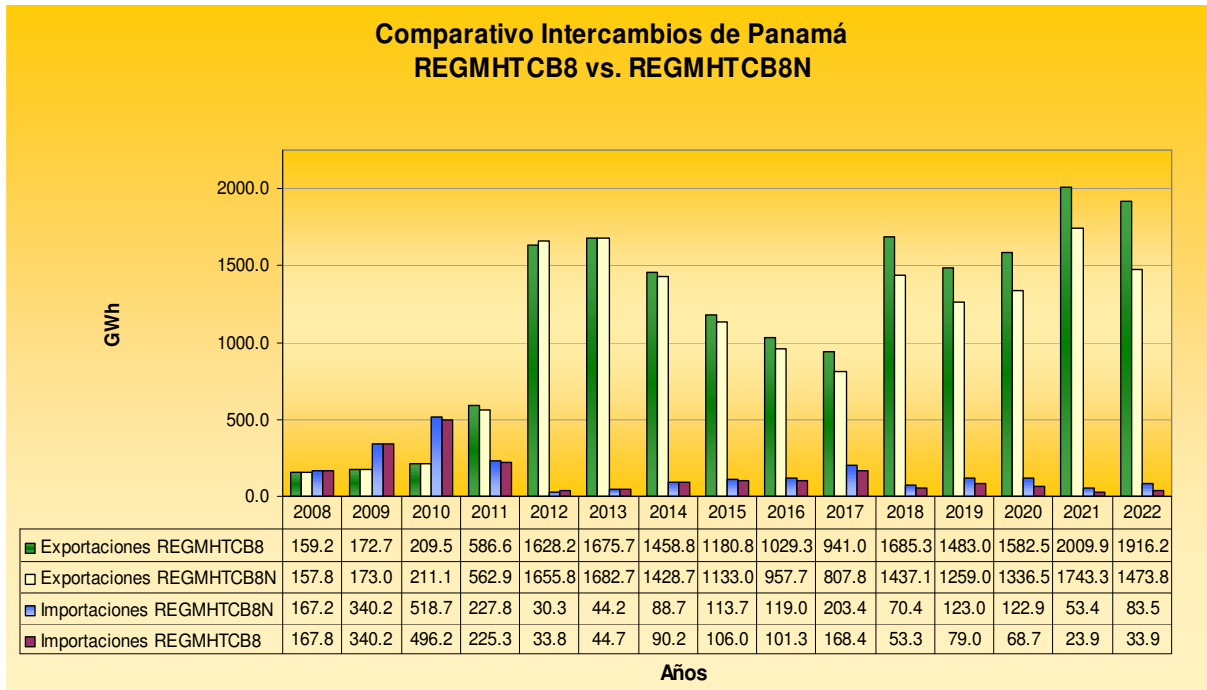
En el Gráfico N° 9.17, se observa el comparativo de importaciones y exportaciones entre esta sensibilidad y el caso base REGMHTCB8. Nótese que a partir del año 2015, las importaciones empiezan a aumentar paulatinamente hasta llegar a ser 2.5 veces mayores que en el caso REGMHTCB8 en el año 2022, sin embargo, las cantidades a importarse para esos años, no son mayores a 80 GWh.

Las exportaciones en el caso REGMHTCB8, son más altas que en el caso con sensibilidad. La diferencia porcentual más alta se tiene en el año 2022, donde se registra hasta un 30% más exportación en el escenario de demanda media que en esta sensibilidad, debida al aumento en la demanda en el Sistema Interconectado Nacional. A partir del año 2015 se da la mayor diferencia entre ambos casos, se observa que la diferencia porcentual en las exportaciones del escenario de demanda media vs. el escenario sensibilizado de la demanda, en promedio es del 19%. Sin embargo, aún a pesar de que se observe una reducción en la exportación, Panamá sigue presentándose como un exportador fuerte.



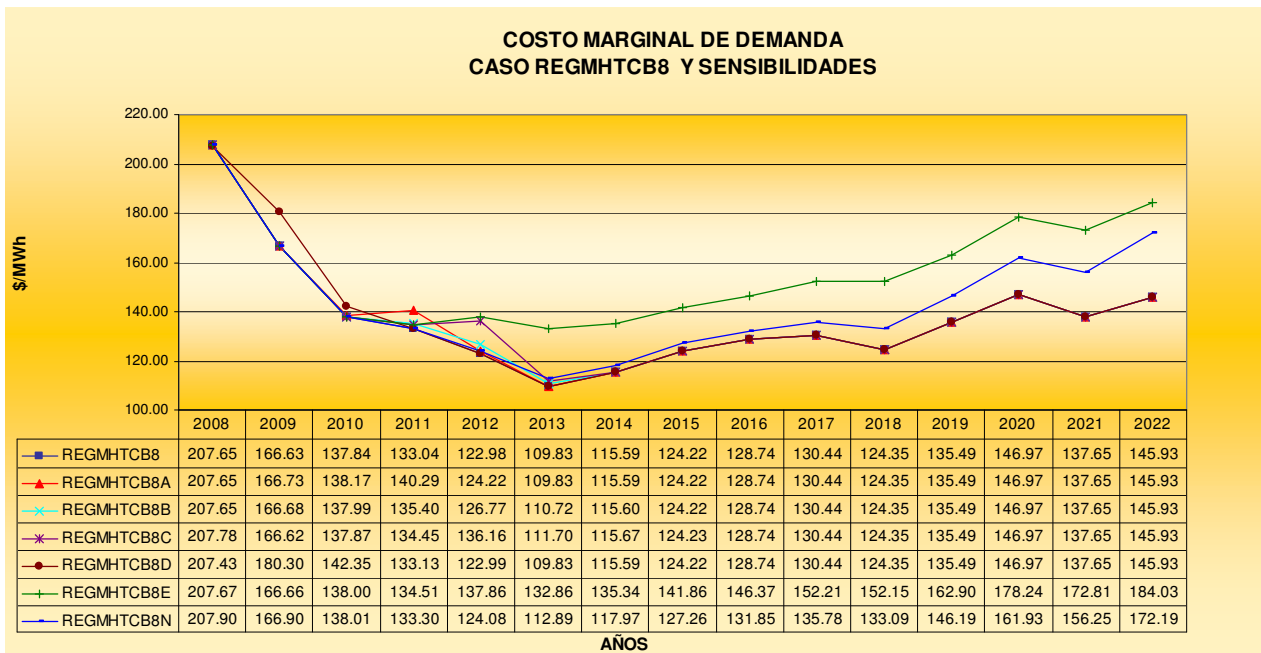

Finalmente en el Gráfico N° 9.18, se muestra un resumen de los costos marginales del caso REGMHTCB8 y sus sensibilidades a manera de comparación. Como se observa, el caso REGMHTCB8E presenta los mayores costos marginales en el largo plazo.

GRÁFICO N° 9.17: Intercambios del Caso REGMHTCB8 y la Sensibilidad REGMHTCB8N.

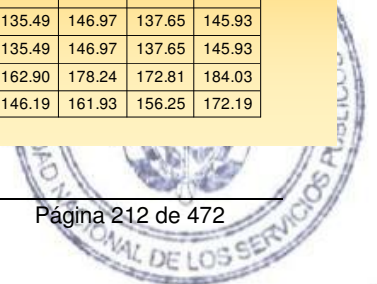


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

GRÁFICO N° 9.18: Costos Marginales del Caso REGMHTCB8 y sus Sensibilidades.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



El Cuadro N° 9.8, muestra un resumen de todos los costos del plan de expansión REGMHTCB8 con sus sensibilidades correspondientes.

CUADRO N° 9.8: Planes de Expansión del Caso REGMHTCB8 y su Sensibilidades.

CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)	COSTO DE OPERACIÓN (Mill.\$)	COSTO DE DÉFICIT (Mill.\$)	TOTAL
REGMHTCB8	1,186.66	2,790.40	3.332	3,980.39
REGMHTCB8A	1,167.16	2,841.82	3.332	4,012.31
REGMHTCB8B	1,170.65	2,814.75	3.332	3,988.73
REGMHTCB8C	1,151.38	2,291.02	3.332	3,445.73
REGMHTCB8D	1,179.06	2,776.81	3.331	3,959.20
REGMHTCB8E	952.04	3,015.13	3.331	3,970.50
REGMHTCB8N	1,186.66	2,924.53	3.272	4,114.46

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

CASO N° 2: REGMHTGDC8

Descripción del Caso

Para este caso, el cual se desarrolla sobre la misma base del REGMHTCB8, se consideraron adicionalmente como proyectos candidatos de expansión ciclos combinados y turbinas a gas en base a gas natural, de tamaños apropiados para el sistema de potencia de Panamá. Se incorpora la conversión a carbón de las unidades 2, 3 y 4 de la Central Termoeléctrica BLM, así como la conversión a gas del Ciclo Combinado de este mismo plantel. De acuerdo con lo estipulado por la COPE, en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2008, se considera el ingreso de gas natural transportado por gasoducto a nuestro país a partir del año 2015, con un precio de 8.48 \$/pie³ en ese año. Los costos totales de este plan son los siguientes:

Costo Total de Inversión: 1,161.36 M\$

Costo de Operación: 2,752.12 M\$

Costo de Déficit: 3.286 M\$

Costo Total: 3,916.75 M\$

Observaciones:

Presenta un plan muy similar al REGMHTCB8, durante los primeros años. Su diferencia radica en la conversión del Ciclo Combinado de Bahía Las Minas a gas natural para el año 2015 y la incorporación de dos centrales de ciclo combinado de gas para el año 2020. Adicionalmente, se adelanta en un año la central Pando y en 4 años a la planta Barro Blanco. También se desplaza a Monte Lirio hasta el año 2018. Nótese que este



plan no incorpora ninguna planta de carbón ni en el 2018 ni en el 2021 como lo hace el plan REGMHTCB8. Esto es debido al alto costo de inversión de las plantas de carbón en comparación a su similar en base a gas natural. En el Cuadro N° 9.9, se detalla los proyectos que entran en este plan con su fecha de entrada en operación.

Este caso presenta un plan en el cual se adicionan 1845 MW a la capacidad existente de las cuales 760.8 MW, corresponden a plantas hidroeléctricas y 1085 MW a centrales o unidades térmicas. Porcentualmente se incorporan 59% de centrales térmicas y un 41% de plantas hidroeléctricas. Con respecto al porcentaje significativo de centrales térmicas que se incorporan, es importante puntualizar que de los 1085 MW instalados, 750 MW corresponden a dos Ciclos Combinados de Gas Natural, los cuales aparecen en el 2018 y 2020 respectivamente y a una unidad de carbón que entra en el 2012. El resto corresponden a las adiciones térmicas que se incorporan al sistema entre el 2008 y el 2009 (El Giral, Termo Colón y Térmica Cativá).

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° 9.19, permite apreciar la evolución de los costos marginales por bloque horario de este plan de expansión. Los costos marginales, aunque descendientes durante los primeros cinco años del estudio, reflejan valores elevados presentándose el valor promedio durante los primeros 5 años de 153.60 \$/MWh. Entre el 2013 y el 2015, se observa que los costos marginales se mantienen en promedio, pero aumentan un poco para el año 2016 y 2017, ya que para los mismos sólo incorporan 60 MW en este periodo. A partir del año 2018, estos costos se ven disminuidos de forma muy significativa en los años en que entra una unidad de gas (2018 y 2020) en casi un 80% por debajo del valor de sus años predecesores. Este impacto tiende a estabilizar el costo marginal a un valor promedio de 122.44 \$/MWh hasta el año 2022, final del estudio.

El Gráfico N° 9.20, muestra el intercambio entre Panamá y Costa Rica. Obsérvese que para el año 2008, las importaciones – exportaciones entre ambos países son prácticamente iguales. Para los dos años siguientes, Costa Rica exporta energía al sistema nacional panameño. El monto de las exportaciones de Costa Rica asciende a un 50% por encima del monto que Panamá exporta hacia dicho país, sin embargo, esta situación cambia desde el año 2011, año en que entra el proyecto Chan I, en donde Panamá se presenta como exportador de energía, entregando desde el periodo 2012-2022, un promedio de 1848 GWh.

La confiabilidad de potencia se presenta en el Gráfico N° 9.21. Solamente para el año 2008, muestra valores de potencia firme ligeramente inferiores a lo establecido en el criterio de confiabilidad de generación. Lo que indica que los compromisos de



incorporación de capacidad considerados como firme para este año, no alcanzan a cumplir por lo establecido en el criterio de Reserva Mínima del Parque de Generación.³³ Sin embargo, se observa que el resto de los años del corto plazo la potencia firme está por encima de lo estipulado como reserva mínima por lo tanto si cumple el criterio de confiabilidad.

En el mediano y largo plazo la potencia firme está siempre por encima del valor de demanda. Considerando la reserva del Sistema Interconectado Nacional para los años 2012 y 2013, una elevada capacidad con reserva. Esto se debe a que para dichos años se incorporan varios proyectos como lo son la planta de Carbón de 250MW, Bajo de Mina, Tabasará II, Lorena, Prudencia y Síndigo, los cuales contribuyen a sobre equipar el sistema. Nótese también que a partir del año 2012 las exportaciones de Panamá hacia Costa Rica empiezan a tener un impacto significativo.

El Gráfico N° 9.22, presenta la generación total de origen hidráulico y térmico para cada año del horizonte del plan presentado para este caso. En todos los años a excepción del 2009, 2010, 2021 y 2022, el porcentaje de generación hidráulica se mantiene por encima del aporte de generación de plantas termoeléctricas. La mayor proporción de potencia hidráulica se da en el año 2014, ya que para esa fecha se han incorporado la mayor cantidad de generación de este tipo de fuente. De los años 2011 al 2020, se observa que la participación térmica presenta un comportamiento creciente, sin embargo se mantiene en promedio en un 40% de la generación total de cada año respectivamente.

En los años en que la generación térmica supera la generación hidráulica la relación porcentual no refleja un cambio drástico. Los porcentajes de quedan en promedio en 51% térmica y 49% hidráulico. En conclusión al final de todo el estudio, los porcentajes de participación de una tecnología u otra quedan en 59% debido a hidroeléctricas y 41% debido a generación térmica.

Por último, el Gráfico N° 9.23 incluye los factores de planta de las termoeléctricas consideradas en este caso. Cabe mencionar que el factor de planta más alto lo mantiene a lo largo del periodo de estudio las plantas de Carbón de 250MW, seguida de la planta de Bahía Las Minas una vez que realiza la conversión a carbón de las unidades 2, 3 y 4. También presentan factores de planta altos los Ciclos Combinados de Gas Natural que entran al sistema en los años 2015, 2018 y 2020.

Este gráfico se muestra como la entrada de las unidades térmicas de búnker a instalarse en la provincia de Colón en los años 2008 y 2009 (Termo Colón, El Giral y Térmica Cativá), llevan el Ciclo Combinado de BLM de un factor de planta de 0.79 a un

³³ Criterio de Reserva Mínima del Parque de Generación de Potencia basado en lo estimado por el CND en el Estudio de Reserva de Confiabilidad de Largo Plazo, tal como lo establece la COPE en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2008.



valor de 0.31; sin embargo, estas plantas no mantienen sus factores de potencia elevados ya que con generación usando carbón y con la entrada de las plantas a base de gas natural en el año 2015, sus factores de planta decrecen drásticamente. Con esto se identifica el desplazamiento de estas plantas debido al ingreso de plantas de mayor tamaño y menor costo de producción (economía de escala).

El cuadro N° 9.10, muestra los costos de este plan (REGMHTGDC8).

CUADRO N° 9.9: Plan de Expansión del Caso REGMHTGDC8.

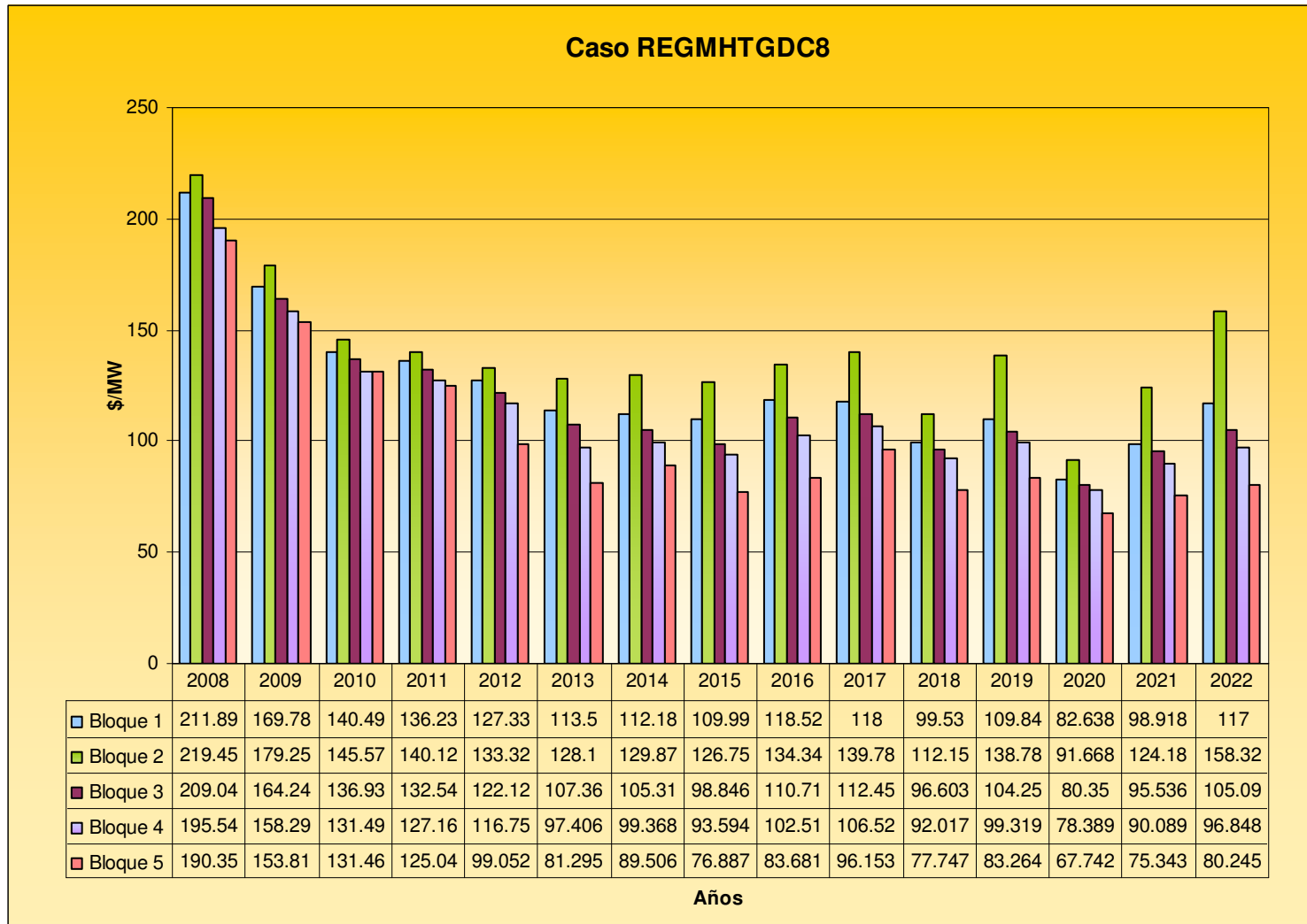
Fecha de Operación	Caso REGMHTGDC8			
	Proyecto	Capacidad (MW)		
		Hidro	Térmo	Total
2008	El Giral		50.0	
	Concepción Térmica Cativá	10.0	43.5	103.5
2009	Térmica Cativá Paso Ancho	5.0	43.5	
	Termo Colón		130.0	178.5
2010	BLM-Carbón (1) Algarrobos	9.7		
	Panapower		68.0	77.7
2011	Chan I	223.0		
	Gualaca	25.1		
	Mendre	19.8		
	Bonyic	30.0		297.9
2012	Bajo de Mina	52.4		
	Tabasará II	34.5		
	Lorena	35.7		
	CB 250-A		250.0	372.6
2013	Prudencia	56.2		
	Baitún	86.0		142.2
2014	Síndigo	10.0		
	Pando	32.0		42.0
2015	CCGDBLM (1)			
	Barro Blanco	19.8		19.8
2016				
2017	El Alto	60.0		60.0
2018	CCGN 250-A		250.0	
	Monte Lirio	51.6		301.6
2019				
2020	CCGN 250-B		250.0	
				250.0
2021				
2022				
Total del Plan		760.8	1085.0	1845.8

(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

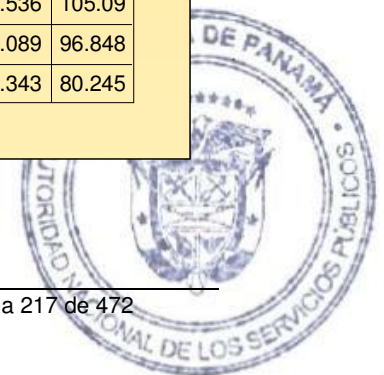


Handwritten signature or initials.

GRÁFICO N° 9.19: Costo Marginal del Caso REGMHTGDC8.

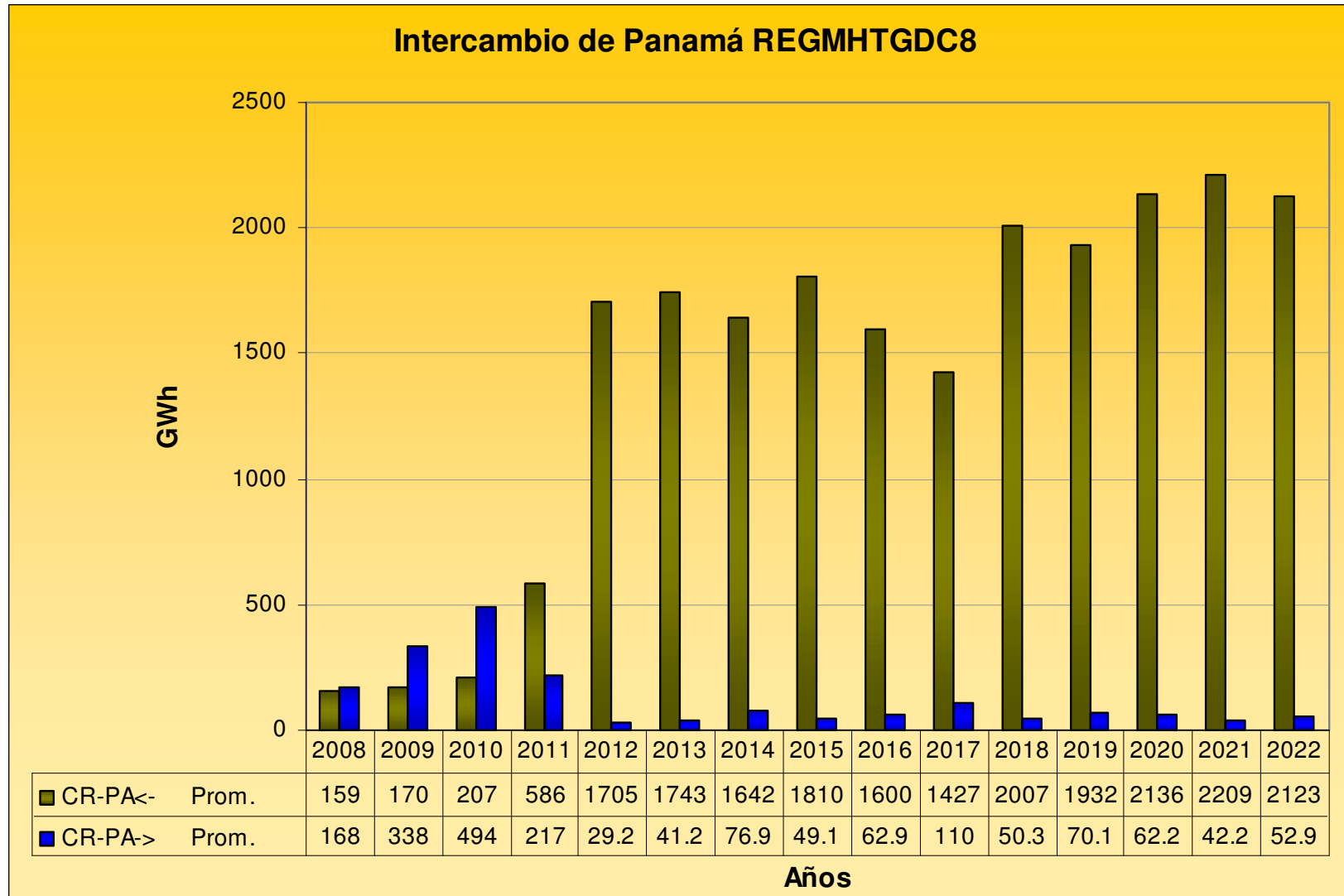


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature

GRÁFICO N° 9.20: Intercambio de Panamá del Caso REGMHTGDC8.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

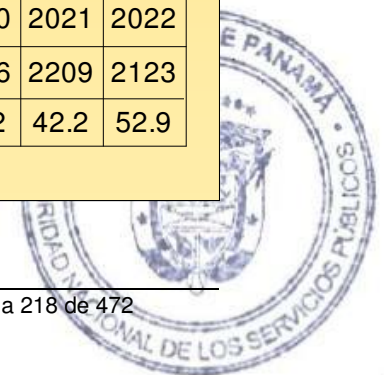
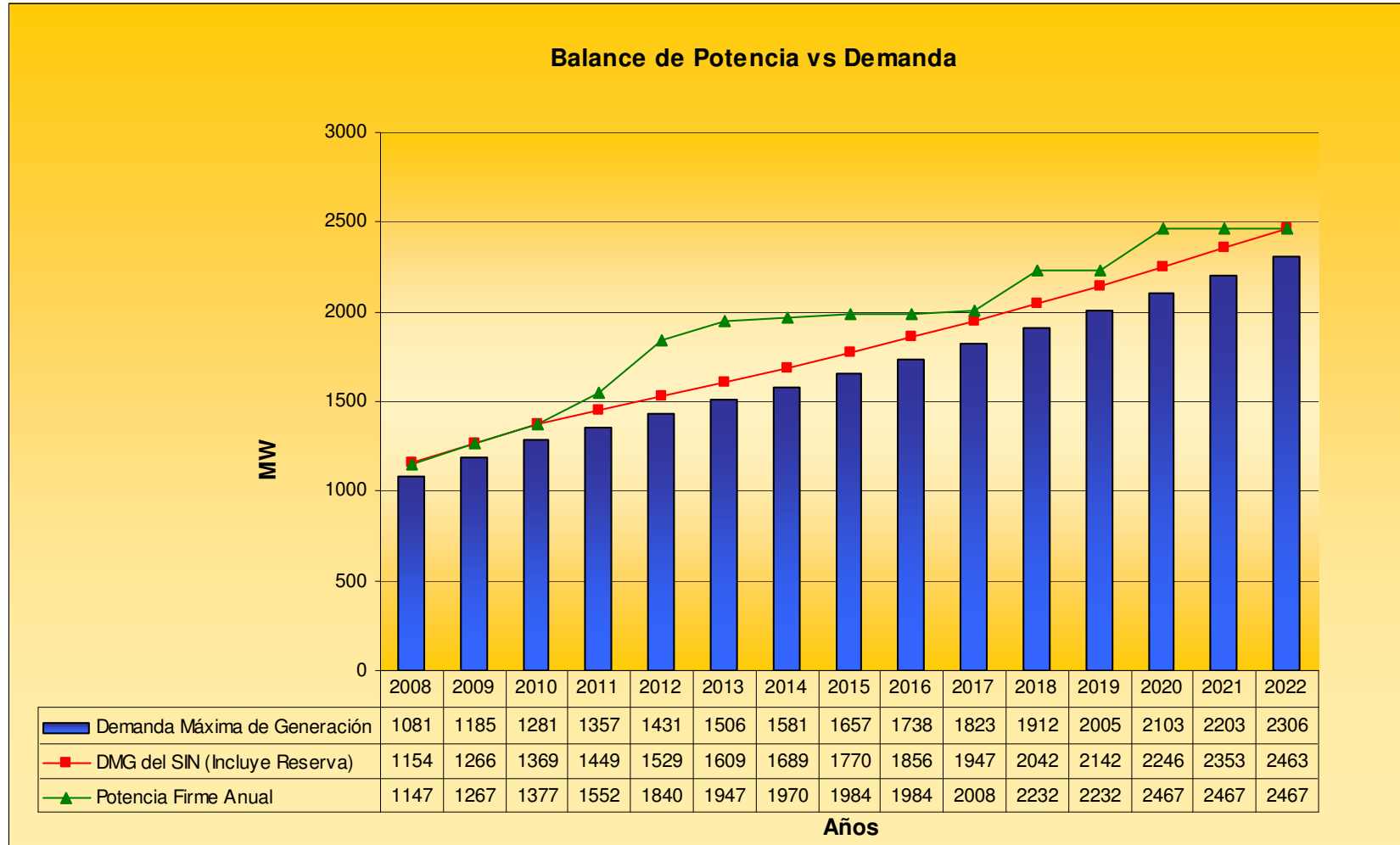
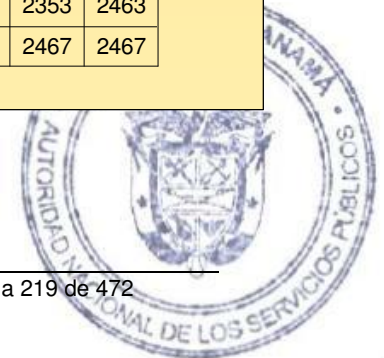


GRÁFICO N° 9.21: Balance de Potencia vs Demanda del Caso REGMHTGDC8.

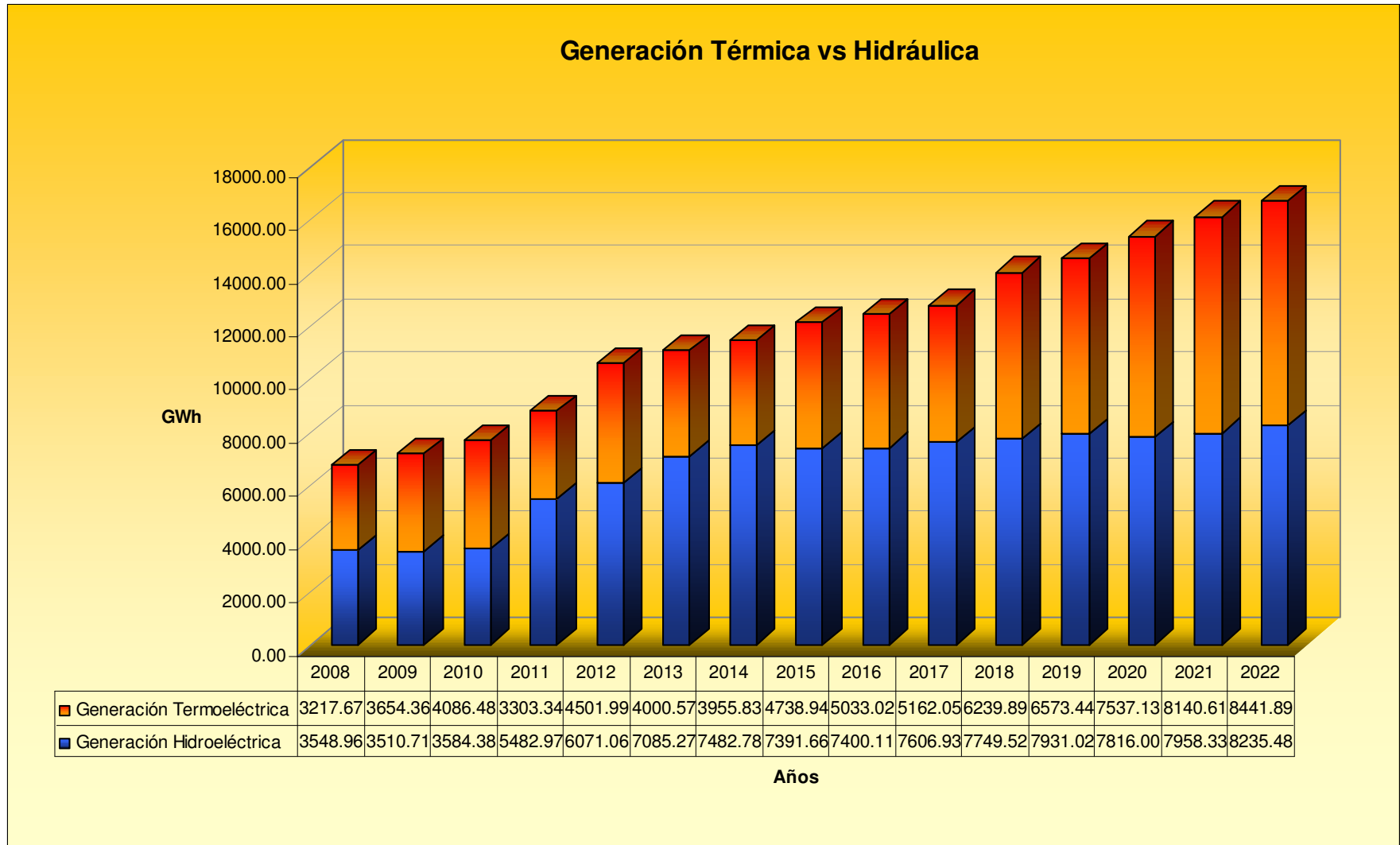


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature

GRÁFICO N° 9.22: Generación Térmica vs Hidráulica del Caso REGMHTGDC8.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

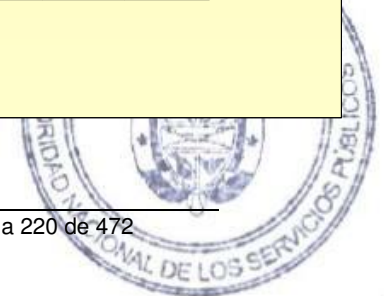
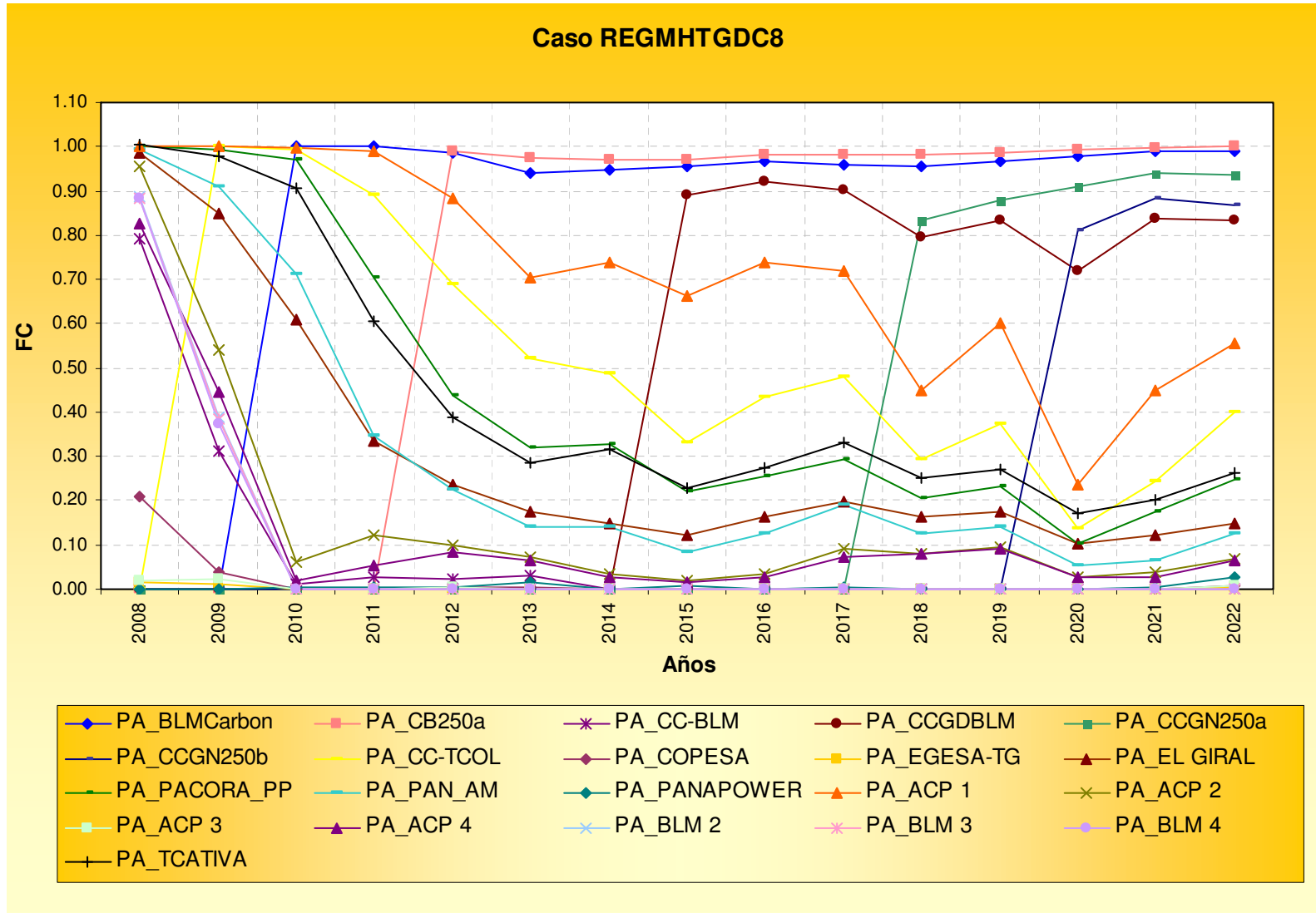
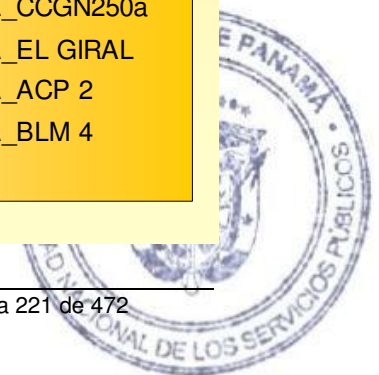


GRÁFICO N° 9.23: Factor de Planta de las Termoeléctricas del Caso REGMHTGDC8



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature

CUADRO N° 9.10: Plan de Expansión del Caso REGMHTGDC8.

CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)	COSTO DE OPERACIÓN (Mill.\$)	COSTO DE DÉFICIT (Mill.\$)	TOTAL
REGMHTGDC8	1,161.36	2,752.12	3.268	3,916.75

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

CASO N° 3: REGMHTTLA8

Descripción del Caso

En este caso se utilizaron como proyectos candidatos a los de combustibles convencionales, carbón y gas vía gasoducto, además de dos proyectos eólicos: Toabré, cuya capacidad instalada es de 120 MW y Santa Fe Energy, cuya capacidad es de 81 MW. Este año no se considera ningún proyecto termoeléctrico que utilice turba como combustible, debido a la ausencia de información técnica de este tipo de tecnología. La expansión del parque de generación hidro-térmico de este caso contempla de igual forma las alternativas vistas en casos anteriores, tales como: ciclos combinados y turbinas de gas en base a gas natural y plantas de carbón. Igualmente, se considera el ingreso de gas natural transportado por gasoducto hasta nuestro país, a partir del año 2015. Los costos totales de este plan se muestran a continuación:

Costo Total de Inversión: 1,220.03 M\$

Costo de Operación: 2,648.37 M\$

Costo de Déficit: 3.331 M\$

Costo Total: 3,871.73 M\$

En este plan de expansión, la capacidad total instalada de los proyectos que se incorporan al sistema se distribuye en 32%, correspondiente a proyectos hidroeléctricos, 57%, correspondiente a proyectos térmicos y el 11% restante a proyectos eólicos. Como puede observarse, el plan incorpora dos plantas de ciclo combinado a gas natural de 250 MW y la conversión a gas del Ciclo Combinado BLM, en adición a la incorporación en el corto plazo de las centrales termoeléctricas Térmica Cativá, El Giral y Termo Colón. A diferencia de los escenarios anteriores, se contempla el ingreso de dos proyectos eólicos que entran en operación en los años 2012 (Santa Fe Energy) y 2013 (Toabré).

Para efectos de nuevas plantas que entran al sistema panameño no se consideran como adición al sistema los proyectos BLM Carbón y Ciclo Combinado BLM a gas, 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° 9.24, permite apreciar la evolución de los costos marginales por bloque de este plan de expansión. El costo marginal de Panamá experimenta un descenso desde 207.7 \$/MWh en 2008 hasta 92.0 \$/MWh en el año 2015, ocasionado por el inicio de operaciones de proyectos con insumos para la producción de energía con costos bajos, como es el caso de los proyectos hidroeléctricos, eólicos, la conversión a gas del Ciclo Combinado BLM y la conversión a carbón de las unidades 2, 3 y 4 de BLM. Se aprecia un incremento en el costo marginal durante 2016, 2017 y 2018, a raíz de la ausencia de nueva capacidad instalada y al crecimiento natural de la demanda, alcanzando 126.8 \$/MWh en 2018. Nuevamente, se experimenta un descenso en el costo marginal cerca del final del periodo la cual coincide con la entrada de ciclos combinados a gas en 2019 y 2020.

El Gráfico N° 9.25, presenta los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, a través de la interconexión con Costa Rica. Las importaciones en los tres primeros años del horizonte, mantienen un comportamiento similar a los dos casos anteriores. En 2011, se da inicio al crecimiento de las exportaciones, gracias a los bajos costos de producción que presentan los proyectos hidroeléctricos que se incorporan en este año (Chan I, Gualaca, Mendre y Bonyic). Con la entrada de dos proyectos hidroeléctricos (Lorena y Bajo de Mina), un proyecto eólico (Santa Fe Energy) y una planta de carbón en 2012, se impulsan las exportaciones de Panamá hacia el resto de Centroamérica. Panamá se mantiene como país exportador para el resto del periodo.

La confiabilidad de potencia se presenta en el Gráfico N° 9.26. Se observa que, a excepción de 2008, en todos los años del plan se satisface el criterio de confiabilidad de potencia. La entrada en operación de nuevas plantas, principalmente entre 2011 y 2019, ocasiona mayor diferencia entre la potencia firme anual y la demanda máxima de generación, lo cual favorece la capacidad de reserva del sistema.

El Gráfico N° 9.27, presenta la generación eléctrica total de origen hidráulico, térmico y eólico para cada año del horizonte del plan. En 2008, la generación hidroeléctrica (3,549 GWh), supera a la generación termoeléctrica (3,218 GWh). Los dos años siguientes se invierte esta situación. En 2011 la generación hidroeléctrica vuelve a ser la de mayor producción, respaldado por la incorporación de capacidad adicional en este renglón. Este balance de producción de energía se mantiene hasta el 2020 respaldado con el ingreso de generación eólica del proyecto Santa Fe Energy en el año 2012 y el proyecto Toabré en el 2013, a pesar de la incorporación de Ciclos Combinados de Gas Natural de 250 MW en el 2019 y el 2020. Para el año 2020, se cuenta con una proporción de producción de energía de 51% térmico, 44% hidráulico y 5% eólico. Sin embargo, si se analiza todo el periodo de estudio, se tiene que el total de generación durante los 15 años analizados se distribuirá en un 43% termoeléctrico, 52% hidroeléctrico y 5% eólico.



Handwritten signature or initials.



En el Gráfico N° 9.28, se presentan los factores de planta de las termoeléctricas que se consideran en este plan. En el mismo, se observa que BLM Carbón y la planta térmica de carbón de 250 MW, se mantiene hasta el final del periodo con factores de planta superiores a 0.80. Nótese también que, con la introducción al sistema de los proyectos eólicos Santa Fe Energy (2012) y Toabré (2013), se aprecia un descenso en el factor de planta de las termoeléctricas Termo Colón, Cativá, Pacora, Pan Am y El Giral. A partir del año 2015, los factores de planta de estas centrales termoeléctricas mantienen valores inferiores a 0.3, con excepción de Pacora y Térmica Cativá que alcanzan un factor de planta de 0.38 y Termo Colón de .59 en el año 2018. En este mismo año, se aprecia un incremento del factor de planta de las centrales termoeléctricas señaladas anteriormente, debido a la ausencia de nueva capacidad instalada en ese año y al crecimiento natural de la demanda. Por su parte, el Ciclo Combinado BLM a gas (CCGDBLM), mantiene su factor de planta mayor a 0.80, durante el horizonte de estudio y experimenta una reducción del factor de planta (0.72) en 2020, a raíz de la entrada de un ciclo combinado a gas de 250 MW. Los dos ciclos combinados que se incorporan en este plan de expansiones al final del horizonte mantienen factores de planta altos desde su ingreso al sistema.



CUADRO N° 9.11: Plan de Expansión del Caso REGMHTTLA8.

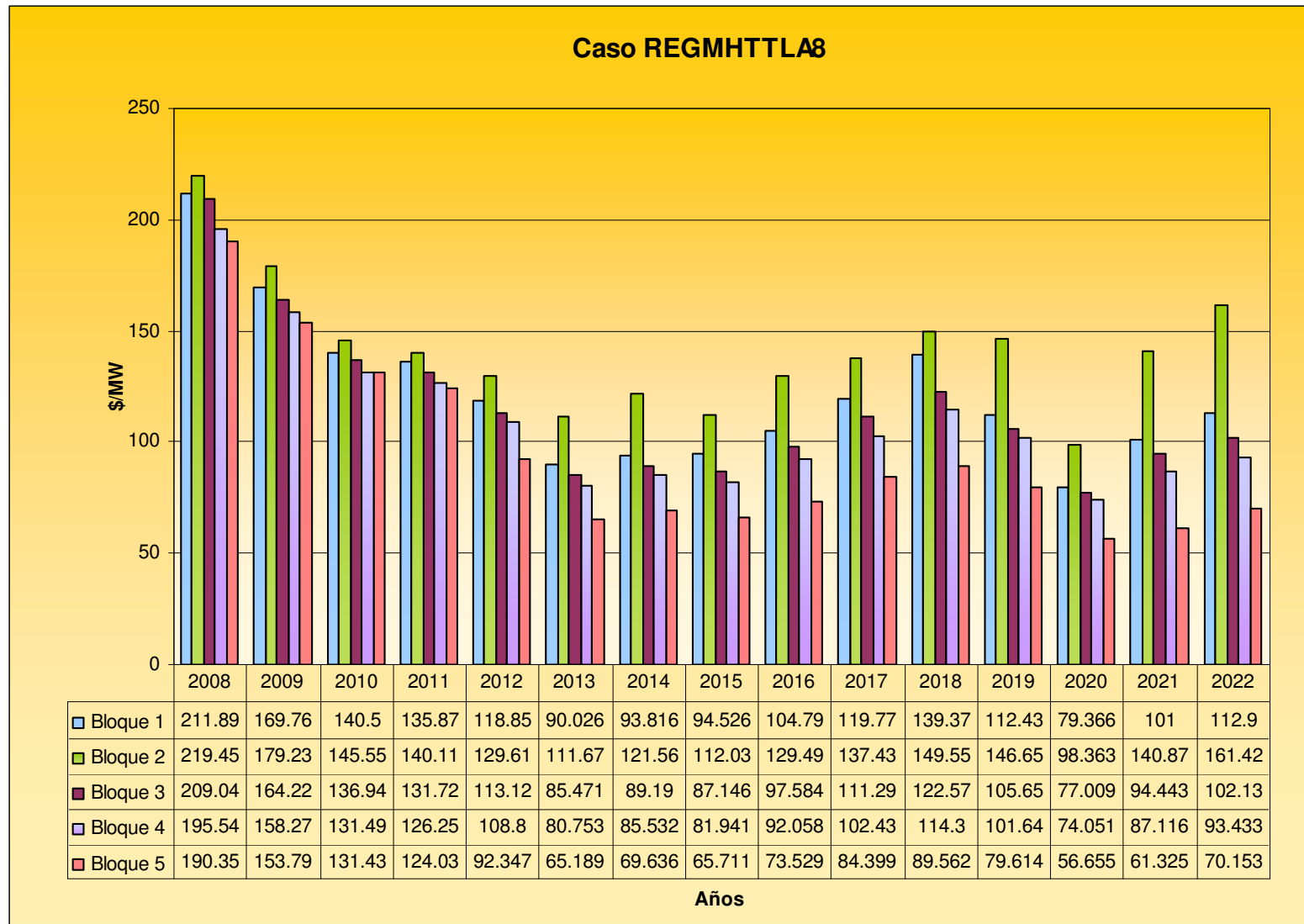
Fecha de Operación	Caso REGMHTTLA8				
	Proyecto	Capacidad (MW)			
		Hidro	Térmo	Eólica	Total
2008	El Giral		50.0		
	Concepción Térmica Cativá	10.0	43.5	103.5	
2009	Térmica Cativá		43.5		
	Paso Ancho Termo Colón	5.0	130.0	178.5	
2010	BLM-Carbón (1)				
	Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7	
2011	Chan I	223.0			
	Gualaca	25.1			
	Mendre	19.8			
	Bonyic	30.0		297.9	
2012	Santa Fe Energy		81.0		
	Lorena	35.7			
	Tabasará II	34.5	250.0		
	CB 250-A Bajo de Mina	52.4		453.6	
2013	Toabré		120.0		
	Prudencia	56.2			
	Baitún	86.0		262.2	
2014	Síndigo	10.0		10.0	
2015	CCGDBLM (1)			0.0	
2016					
2017					
2018					
2019	CCGN 250-A		250.0	250.0	
2020	CCGN 250-B		250.0	250.0	
2021					
2022					
Total del Plan		597.4	1085.0	201.0	1883.4

(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



GRÁFICO N° 9.24: Costo Marginal del Caso REGMHTTLA8.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

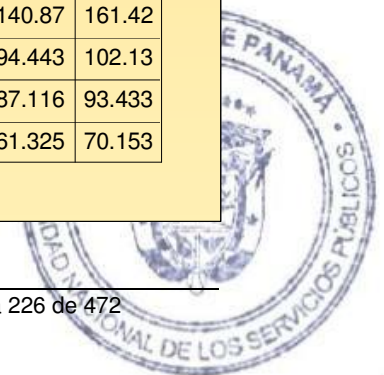
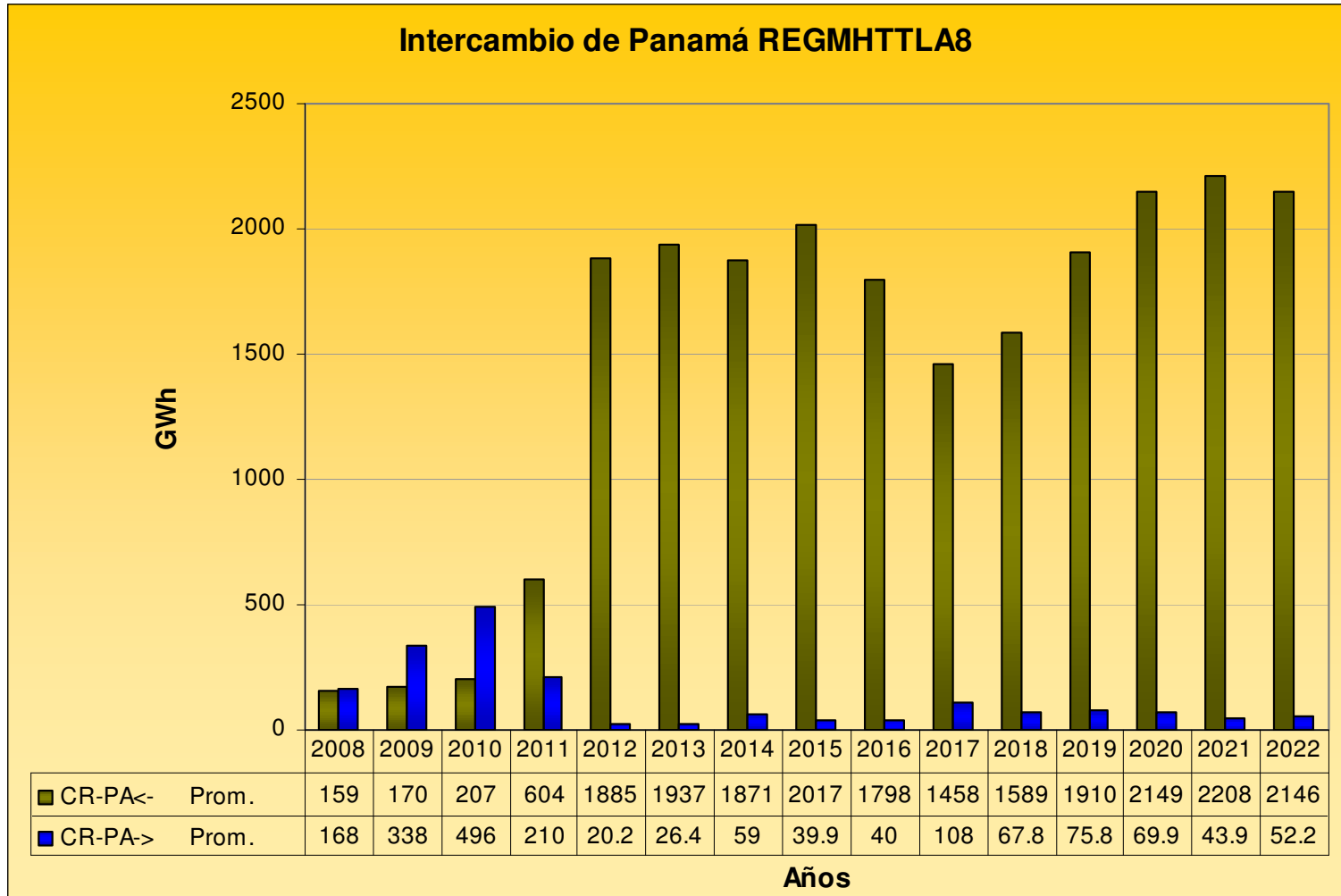
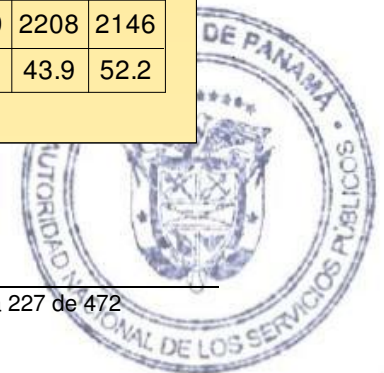


GRÁFICO N° 9.25: Intercambios entre Panamá y Costa Rica del Caso REGMHTTLA8.

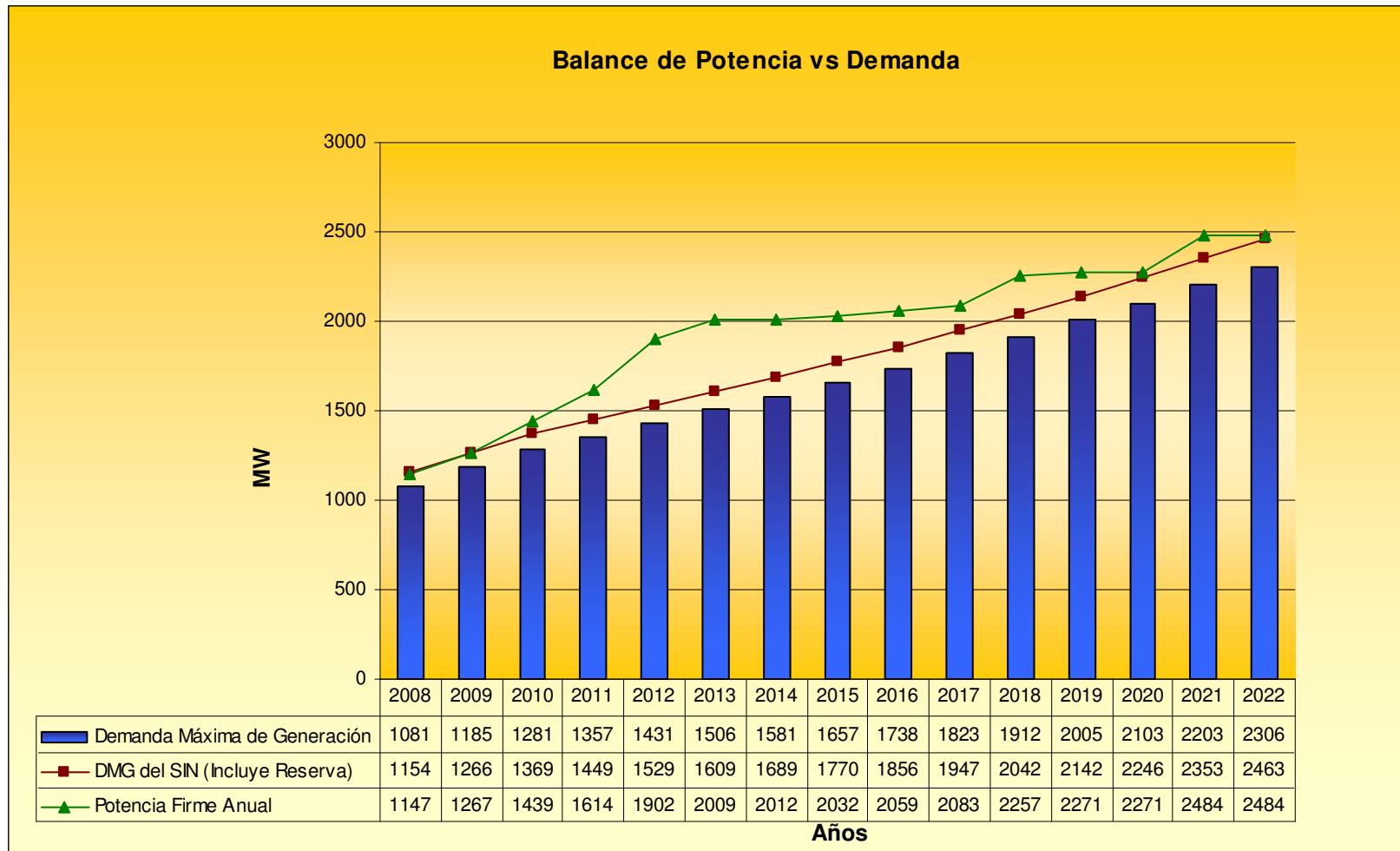


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

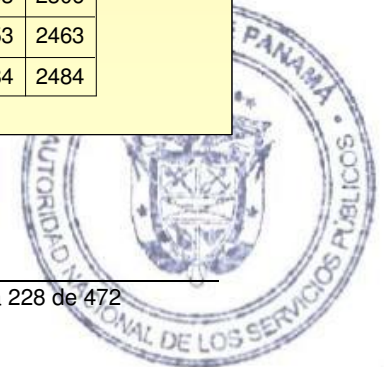


Handwritten signature

GRÁFICO N° 9.26: Balance de Potencia vs. Demanda del Caso REGMHTTLA8.

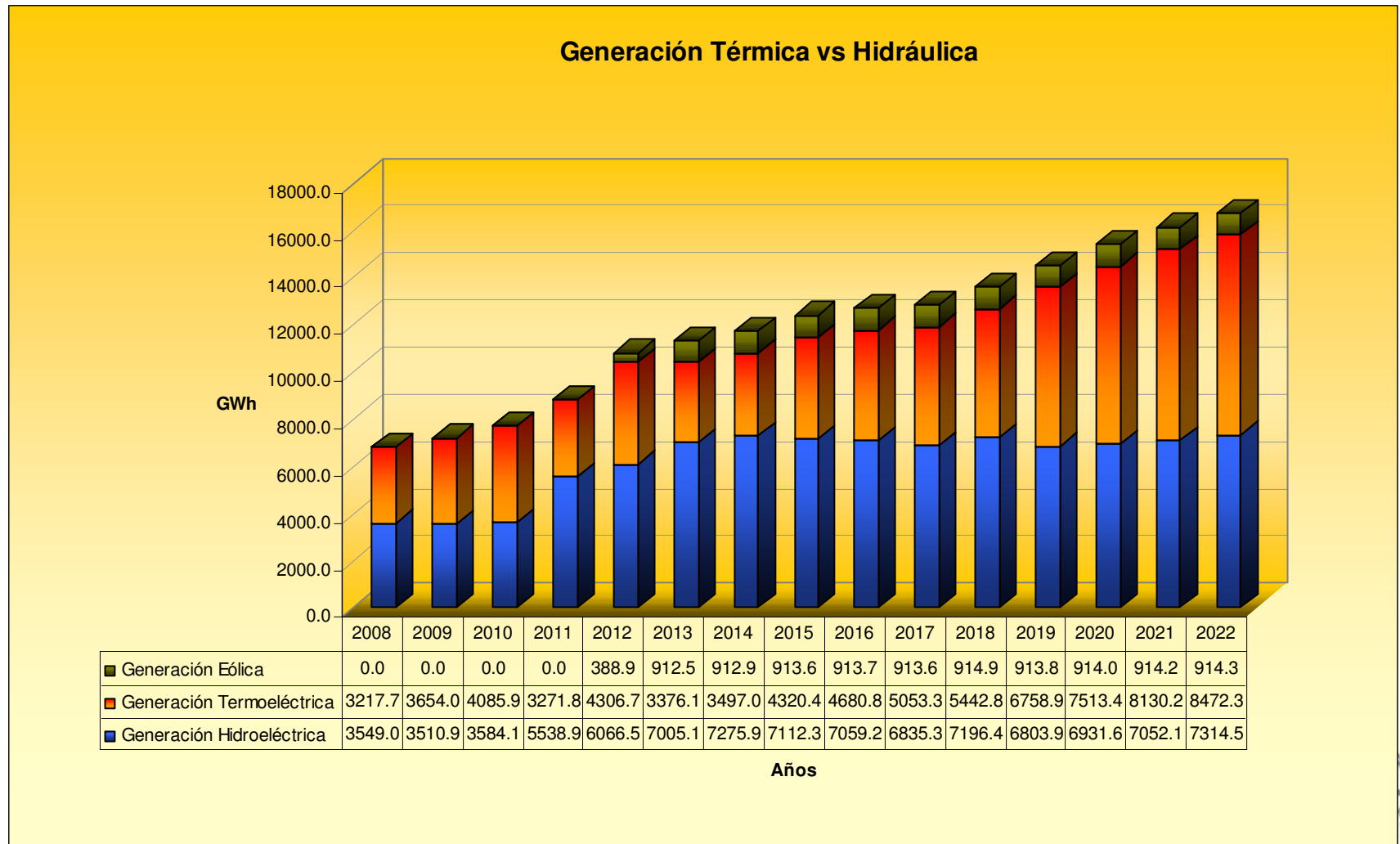


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature

GRÁFICO N° 9.27: Generación Térmica, Hidráulica y Eólica del Caso REGMHTTLA8.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

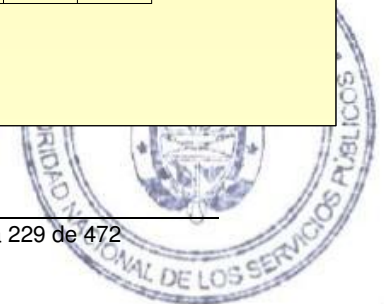
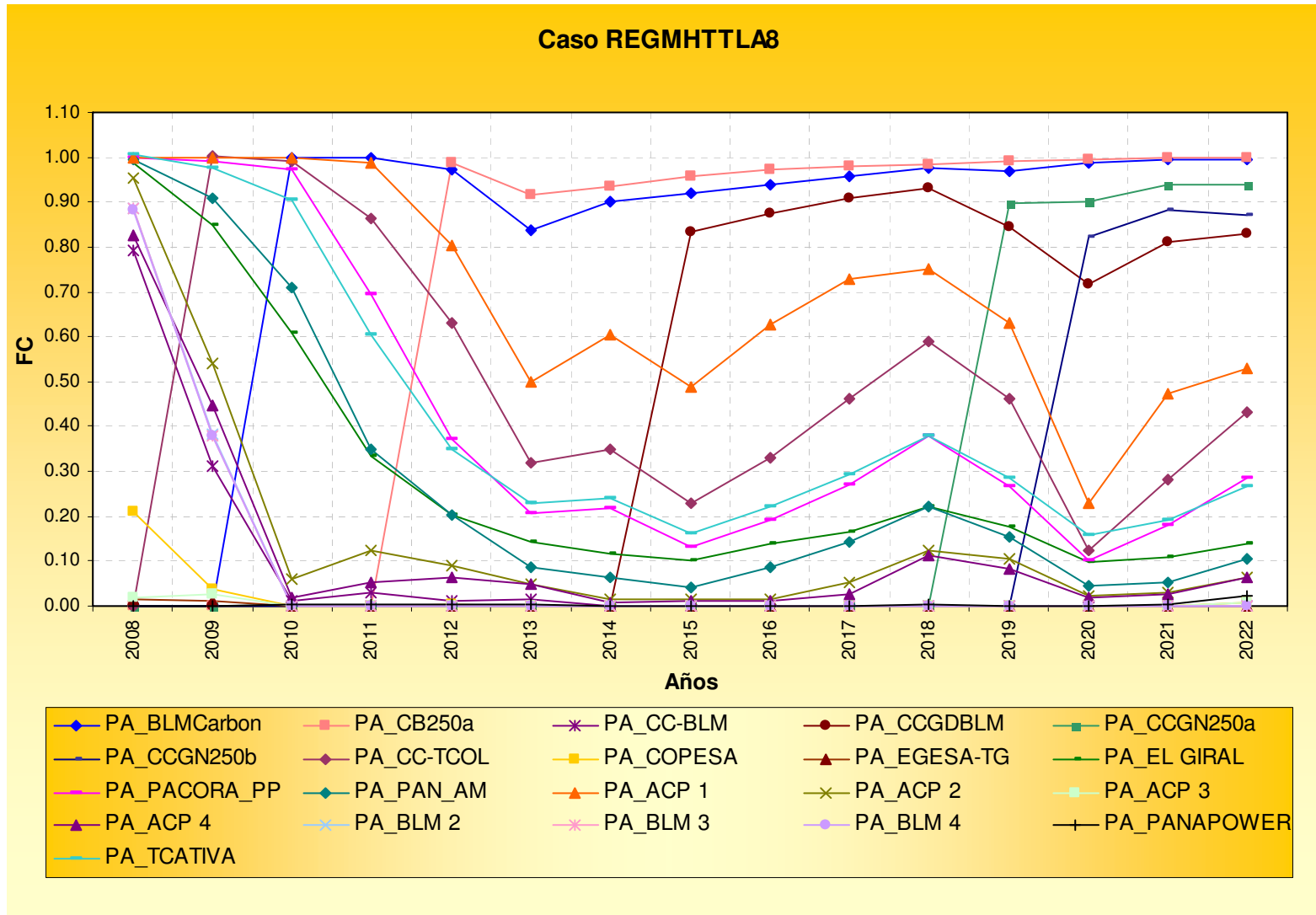


GRÁFICO N° 9.28: Factor de Planta de las Termoeléctricas del Caso REGMHTTLA8.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008



Handwritten signature

REGMHTTLA8A

Los costos del plan de expansión que surgen con esta sensibilidad se desagregan como sigue:

Costo Total de Inversión: 1,197.25 M\$

Costo de Operación: 2,684.45 M\$

Costo de Déficit: 3.331M\$

Costo Total: 3,885.03 M\$

En el cuadro N°.9.12, se detalla los proyectos que entran en este plan con su año de entrada en operación.

Esta sensibilidad contempla el atraso de un año en el inicio de operaciones de los proyectos eólicos Santa Fe Energy y Toabré, lo que significa que para esta sensibilidad ingresan al sistema en 2013 y 2014, respectivamente. De acuerdo al Gráfico N° 9.29, los costos marginales son más elevados en esta sensibilidad durante el periodo comprendido entre los años 2011 – 2014, evidentemente debido a el ajuste de la política operativa la cual se ve obligada a considerar la incorporación de energía más cara dado el atraso de los proyectos eólicos.



CUADRO N° 9.12: Planes de Expansión del Caso REGMHTTLA y su Sensibilidad REGMHTTLA8A.

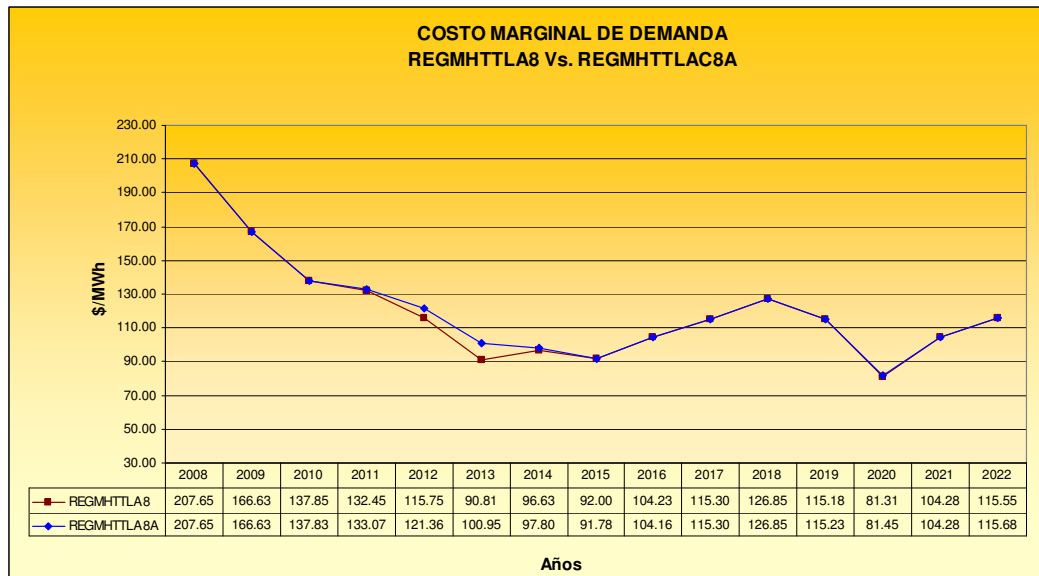
Años	Caso REGMHTTLA8					Caso REGMHTTLA8A				
	Proyecto	Capacidad (MW)				Proyecto	Capacidad (MW)			
		Hidro	Térmo	Eólica	Total		Hidro	Térmo	Eólica	Total
2008	El Giral		50.0			El Giral		50.0		
	Concepción Térmica Cativá	10.0	43.5		103.5	Concepción Térmica Cativá	10.0	43.5		103.5
2009	Térmica Cativá Paso Ancho		43.5			Térmica Cativá Paso Ancho		43.5		
	Termo Colón	5.0	130.0		178.5	Termo Colón	5.0	130.0		178.5
2010	BLM-Carbón (1)					BLM-Carbón (1)				
	Algarrobos Panapower	9.7	68.0		77.7	Algarrobos Panapower	9.7	68.0		77.7
2011	Chan I	223.0				Chan I	223.0			
	Gualaca	25.1				Gualaca	25.1			
	Mendre	19.8				Mendre	19.8			
	Bonyic	30.0			297.9	Bonyic	30.0			297.9
2012	Santa Fe Energy			81.0		Santa Fe Energy			81.0	
	Lorena	35.7				Lorena	35.7			
	Tabasará II	34.5				Tabasará II	34.5			
	CB 250-A		250.0			CB 250-A		250.0		
2013	Bajo de Mina	52.4			453.6	Bajo de Mina	52.4			372.6
	Toabré			120.0		Santa Fe Energy			81.0	
2014	Prudencia	56.2				Prudencia	56.2			
	Baitún	86.0			262.2	Baitún	86.0			223.2
2015	Síndigo	10.0			10.0	Síndigo	10.0			
	CCGDBLM (1)				0.0	Toabré			120.0	130.0
2016						CCGDBLM (1)				0.0
2017										
2018										
2019	CCGN 250-A		250.0		250.0	CCGN 250-A		250.0		250.0
	CCGN 250-B		250.0		250.0	CCGN 250-B		250.0		250.0
2020										
2021										
2022										
Total del Plan		597.4	1085.0	201.0	1883.4	Total del Plan	597.4	1085.0	201.0	1883.4

(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008



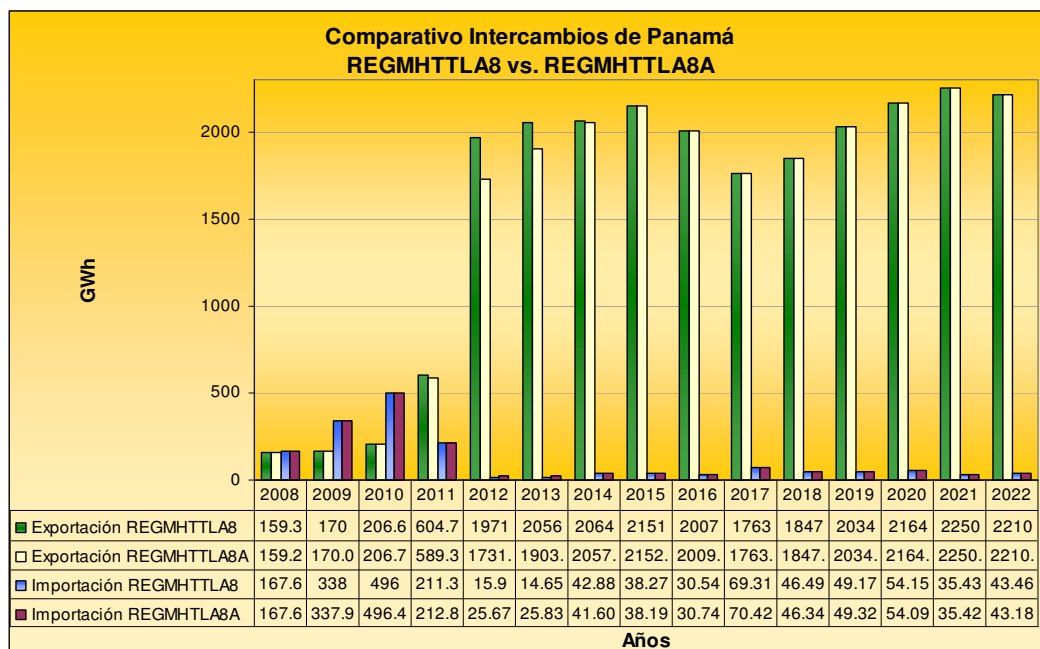
Gráfico N° 9.29: Costos Marginales del Caso REGMHTTLA8 y la Sensibilidad REGMHTTLA8A.



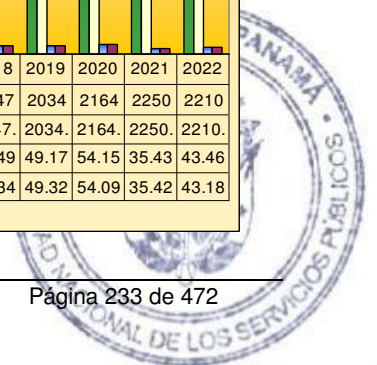
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.

El Gráfico N° 9.30, se presentan los intercambios del caso REGMHTTLA8 y de la sensibilidad REGMHTTLA8A. Los intercambios de los primeros cuatro años son similares en ambos casos. Las exportaciones de la sensibilidad REGMHTTLA8A, para los años 2012, 2013 y 2014, disminuyen con respecto al caso REGMHTTLA8. A partir de 2015, los intercambios de ambos casos son similares.

Gráfico N° 9.30: Intercambios del Caso REGMHTTLA8 y la Sensibilidad REGMHTTLA8A.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



En el Cuadro N°.9.13 se resumen los costos de este plan con su sensibilidad respectiva.

CUADRO N° 9.13:Costos del Plan de Expansión del Caso REGMHTTTLA8 y su Sensibilidad.

CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)	COSTO DE OPERACIÓN (Mill.\$)	COSTO DE DÉFICIT (Mill.\$)	TOTAL
REGMHTTTLA8	1,220.03	2,648.37	3.331	3,871.73
REGMHTTTLA8A	1,197.25	2,684.45	3.331	3,885.03

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008

9.2 RESUMEN

El Cuadro N° 9.14. presenta los planes de expansión obtenidos y la capacidad total instalada para cada uno de los tres casos analizados.

El Gráfico N° 9.31, proporciona un comparativo de los costos marginales para los tres planes estudiados. Como puede apreciarse, los costos marginales de los casos REGMHTCB8 y REGMHTGDC8, se mantienen muy similares hasta el año 2013, a causa de la semejanza de ambos planes hasta este año. El caso REGMHTGDC8, presenta costos marginales inferiores a los costos del caso REGMHTCB8, durante este año hasta el final del periodo.

En el plan generado al considerar todas las alternativas, experimenta una reducción de los costos marginales de Panamá un tanto significativa durante los años 2012 y 2013, producto del ingreso de los proyectos eólicos Santa Fe Energy y Toabré respectivamente. También, en el año 2015, con la conversión a gas del Ciclo Combinado BLM, se percibe el descenso de los costos marginales de los casos que consideran dicha conversión (REGMHTGDC8 y REGMHTTTLA8), mientras que el caso REGMHTCB8 presenta incrementos en el costo marginal durante el periodo 2014-2017.

Al final del horizonte del estudio, se observa que los costos marginales del caso REGMHTCB8, son los mayores que los costos marginales de los otros años.

El Gráfico N° 9.33, permite apreciar las generaciones térmicas para los tres planes con demanda media. Las generaciones térmicas durante los primeros 4 años del plan son prácticamente iguales. A partir del año 2012, se observa como decae la generación térmica del plan REGMHTTTLA8, con respecto a los otros planes, ésto se debe a que en ese año incursiona una planta eólica (Toabré) y una hidroeléctrica (Bajo de Mina) para ese plan. Un efecto similar de reducción en la generación térmica sucede el año siguiente, sin embargo, la participación térmica de este plan empieza a aumentar poco a poco debido a la incorporación en el año 2015 de tecnologías de gas vía gasoducto y



carbón. El plan que más generación térmica incorpora, a lo largo de todo el periodo, es el plan REGMHTGDC8, seguido del plan REGMHTTLA8.

El Gráfico N° 9.33 muestra un resumen de generación hidráulica total de escenarios de demanda media. Nótese como la generación hidráulica del plan REGMHTTLA8 es menor que para los otros planes, esto es debido a la influencia de la fuente de generación eólica.

En el cuadro N° 9.15, se presentan el balance de reserva para cada uno de los planes y sus sensibilidades. Se puede observar que para el periodo de corto plazo, sin considerar el año 2008 en donde las inversiones en generación a ingresar al mercado ya están definidas, ningún caso está por debajo del criterio establecido de reserva del sistema. En el largo plazo el único caso que no cumple con la reserva del sistema es la sensibilidad REGMHTCBE. en la cual se retira la planta de Carbón de 250 MW en el 2012.

En el Cuadro N° 9.16, se observa el comparativo de reserva entre el caso REGMHTTLA8 y su sensibilidad. Nótese que para todos los años, el criterio de reserva del sistema se cumple.

El cuadro N° 9.17, muestra los déficit obtenidos por año en los distintos casos y sus sensibilidades y el costo de déficit para cada uno de ellos. El cálculo del costo de déficit es el resultado de la multiplicación del costo de la energía no servida por el déficit para cada año en particular. Los déficit que aparecen en el 2008 en todos los planes, son el resultado de las condiciones que rodean el año inicial del estudio, en donde la demanda está muy cerca de la capacidad instalada y la incorporación de las plantas termoeléctricas El Giral y Termoeléctrica Cativá se programan para ingresar en la segunda mitad del año con el fin de proporcionarle al sistema una mayor reserva y por ende mayor capacidad de respuesta ante un evento. En este sentido se observa que la diferencia en cuanto al monto de estos costos de déficit se debe a que aunque sea básicamente el mismo plan de expansión en el periodo comprendido entre los años 2008-2013, en cada uno de los casos difieren en cuanto a la política operativa lo que influyen directamente en el despacho lo que genera como consecuencia el déficit que aparece consistentemente en el año 2008 en cada uno de los casos considerados.



CUADRO N° 9.14: Planes de Expansión para los Casos con Escenario de Demanda Media.

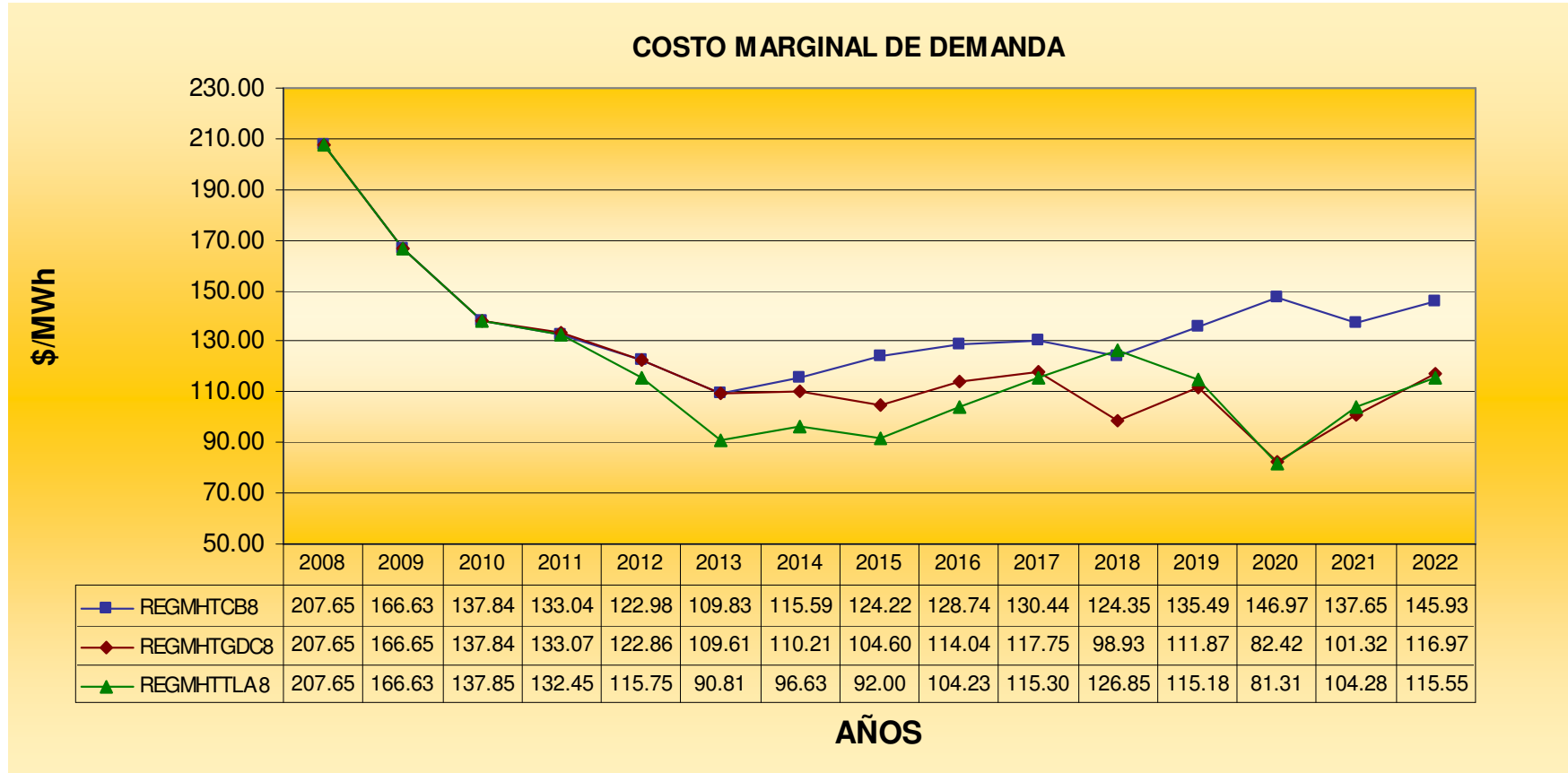
Fecha de Operación	Caso REGMHTCB8				Caso REGMHTGDC8				Caso REGMHTLA8						
	Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)					
		Hidro	Térmo	Total		Hidro	Térmo	Total		Hidro	Térmo	Eólica	Total		
2008	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0 43.5	103.5	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0 43.5	103.5	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0 43.5		103.5		
2009	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5 130.0	178.5	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5 130.0	178.5	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5 130.0		178.5		
2010	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7		68.0	77.7	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7		68.0	77.7	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7		68.0	77.7
2011	Chan I Gualaca Mendre Bonyic	223.0 25.1 19.8 30.0			297.9	Chan I Gualaca Mendre Bonyic	223.0 25.1 19.8 30.0			297.9	Chan I Gualaca Mendre Bonyic	223.0 25.1 19.8 30.0			297.9
2012	Bajo de Mina Tabasará II Lorena CB 250-A	52.4 34.5 35.7		250.0	372.6	Bajo de Mina Tabasará II Lorena CB 250-A	52.4 34.5 35.7		250.0	372.6	Santa Fe Energy Lorena Tabasará II CB 250-A Bajo de Mina		81.0 250.0		453.6
2013	Prudencia Baitún	56.2 86			142.2	Prudencia Baitún	56.2 86.0			142.2	Toabré Prudencia Baitún		120.0 86.0		262.2
2014	Síndigo	10.0			10.0	Síndigo Pando	10.0 32.0			42.0	Síndigo	10.0			10.0
2015	Pando	32.0			32.0	CCGDBLM (1) Barro Blanco			19.8	19.8	CCGDBLM (1)				0.0
2016	Monte Lirio	51.6			51.6										
2017	El Alto	60.0			60.0	El Alto	60.0			60.0					
2018	CB-250-B		250.0		250.0	CCGN 250-A Monte Lirio		250.0		301.6					
2019	Barro Blanco	19.8			19.8						CCGN 250-A		250.0		250.0
2020					0.0	CCGN 250-B		250.0		250.0	CCGN 250-B		250.0		250.0
2021	CB 250-C		250.0		250.0										
2022															
	Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8		Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8		Total del Plan	597.4	1085.0	201.0	1883.4

(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



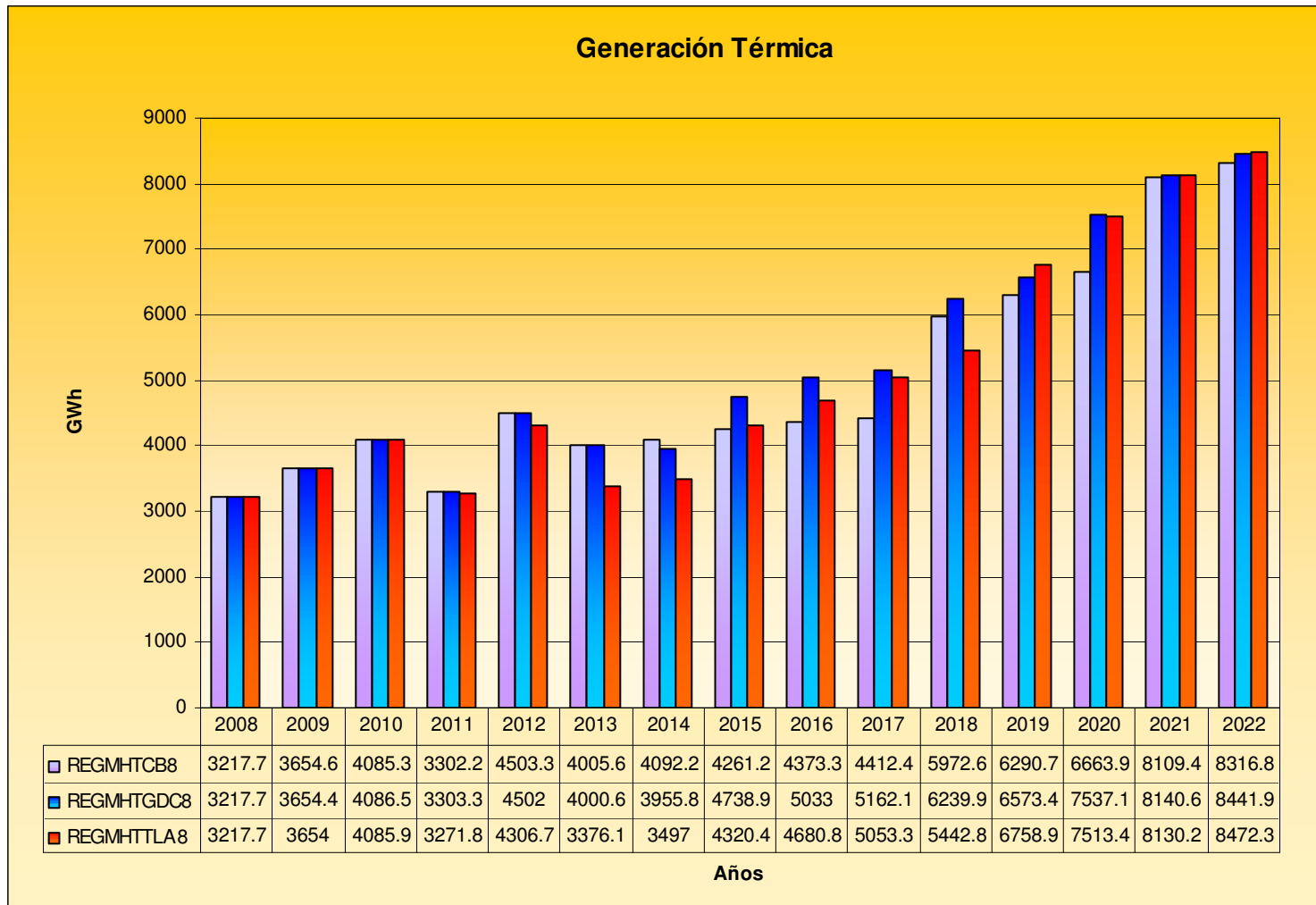
GRÁFICO N° 9.31: Resumen de Costos Marginales de Escenarios de Demanda Media.



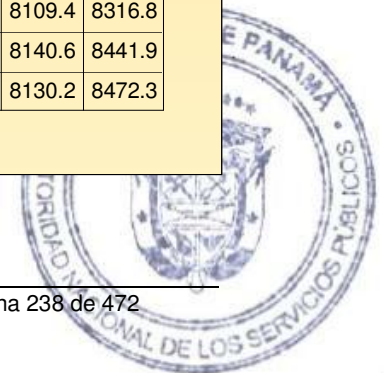
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



GRÁFICO N° 9.32: Resumen de Generación Térmica Total de Escenarios de Demanda Media.

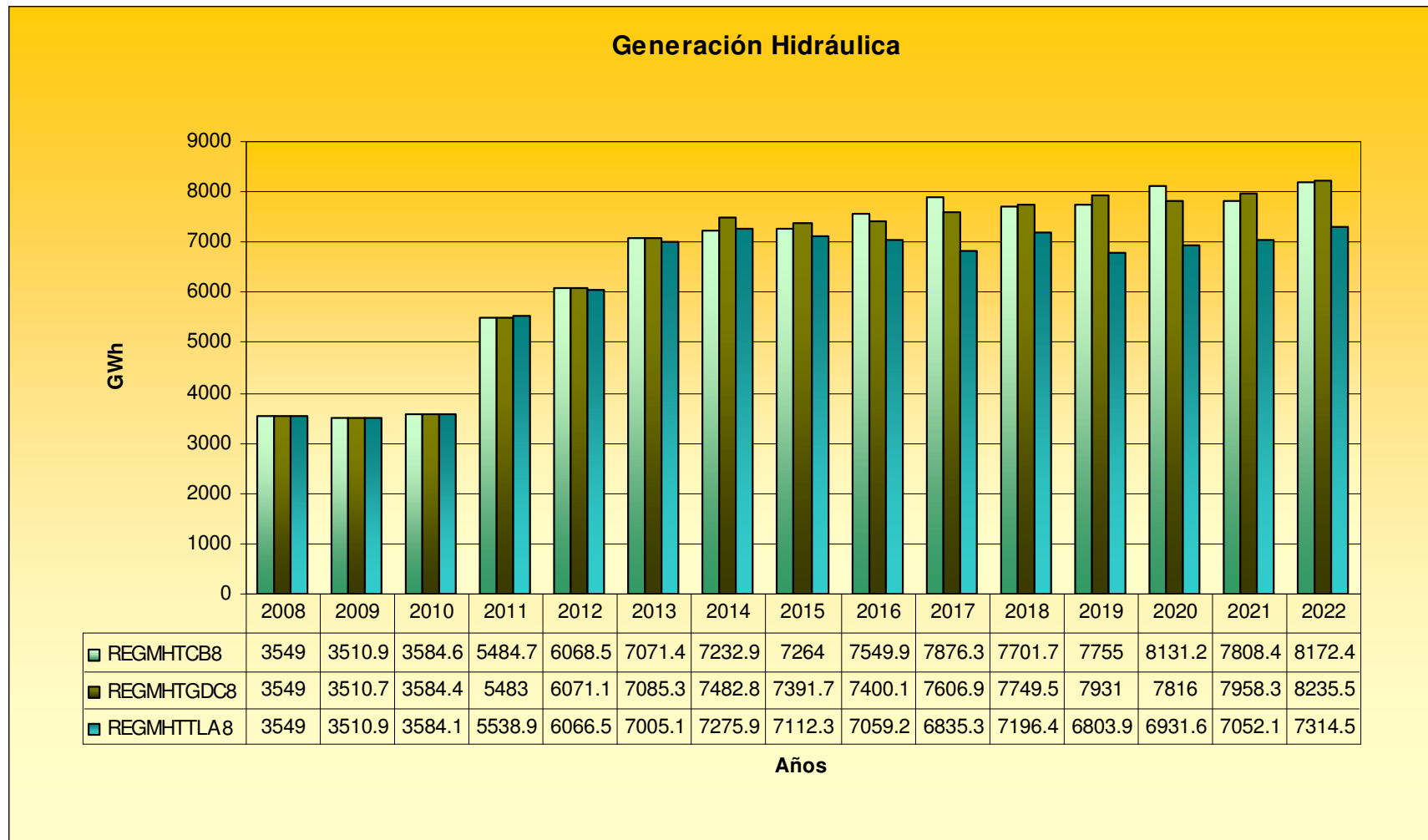


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature

GRÁFICO N° 9.33: Resumen de Generación Hidráulica Total de Escenarios de Demanda Media.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



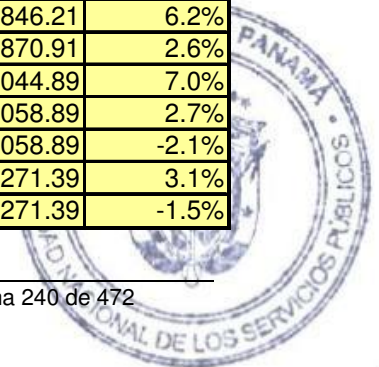
Handwritten signature

CUADRO N° 9.15: Resumen de Potencia Caso REGMHTCB8 y sus Sensibilidades.

Año	REGMHTCB8				REGMHTCB8A		REGMHTCB8B		REGMHTCB8C	
	DMG	POTENCIA FIRME	BALANCE	RESERVA	POTENCIA FIRME	RESERVA	POTENCIA FIRME	RESERVA	POTENCIA FIRME	RESERVA
2008	1080.70	1146.98	66.28	6.1%	1146.98	6.1%	1146.98	6.1%	1146.98	6.1%
2009	1185.20	1266.57	81.37	6.9%	1266.57	6.9%	1266.57	6.9%	1266.57	6.9%
2010	1281.30	1438.95	157.65	12.3%	1377.07	7.5%	1438.95	12.3%	1438.95	12.3%
2011	1356.50	1613.59	257.09	19.0%	1494.59	10.2%	1572.89	16.0%	1613.59	19.0%
2012	1431.20	1902.09	470.89	32.9%	1839.83	28.6%	1873.09	30.9%	1689.59	18.1%
2013	1506.00	2009.09	503.09	33.4%	1946.83	29.3%	2009.09	33.4%	2009.09	33.4%
2014	1581.10	2012.09	430.99	27.3%	1969.83	24.6%	2012.09	27.3%	2012.09	27.3%
2015	1657.20	2031.71	374.51	22.6%	1983.63	19.7%	2031.71	22.6%	2031.71	22.6%
2016	1737.90	2058.71	320.81	18.5%	1983.63	14.1%	2058.71	18.5%	2058.71	18.5%
2017	1822.90	2083.41	260.51	14.3%	2008.33	10.2%	2083.41	14.3%	2083.41	14.3%
2018	1912.00	2257.39	345.39	18.1%	2231.81	16.7%	2257.39	18.1%	2257.39	18.1%
2019	2005.30	2271.39	266.09	13.3%	2231.81	11.3%	2271.39	13.3%	2271.39	13.3%
2020	2102.70	2271.39	168.69	8.0%	2466.81	17.3%	2271.39	8.0%	2271.39	8.0%
2021	2202.60	2483.89	281.29	12.8%	2466.81	12.0%	2483.89	12.8%	2483.89	12.8%
2022	2305.50	2483.89	178.39	7.7%	2466.81	7.0%	2483.89	7.7%	2483.89	7.7%

Año	REGMHTCB8				REGMHTCB8D		REGMHTCB8E	
	DMG	POTENCIA FIRME	BALANCE	RESERVA	POTENCIA FIRME	RESERVA	POTENCIA FIRME	RESERVA
2008	1080.70	1146.98	66.28	6.1%	1146.98	6.1%	1146.98	6.1%
2009	1185.20	1266.57	81.37	6.9%	1266.57	6.9%	1266.57	6.9%
2010	1281.30	1438.95	157.65	12.3%	1328.45	3.7%	1438.95	12.3%
2011	1356.50	1613.59	257.09	19.0%	1613.59	19.0%	1613.59	19.0%
2012	1431.20	1902.09	470.89	32.9%	1902.09	32.9%	1689.59	18.1%
2013	1506.00	2009.09	503.09	33.4%	2009.09	33.4%	1796.59	19.3%
2014	1581.10	2012.09	430.99	27.3%	2012.09	27.3%	1799.59	13.8%
2015	1657.20	2031.71	374.51	22.6%	2031.71	22.6%	1819.21	9.8%
2016	1737.90	2058.71	320.81	18.5%	2058.71	18.5%	1846.21	6.2%
2017	1822.90	2083.41	260.51	14.3%	2083.41	14.3%	1870.91	2.6%
2018	1912.00	2257.39	345.39	18.1%	2257.39	18.1%	2044.89	7.0%
2019	2005.30	2271.39	266.09	13.3%	2271.39	13.3%	2058.89	2.7%
2020	2102.70	2271.39	168.69	8.0%	2271.39	8.0%	2058.89	-2.1%
2021	2202.60	2483.89	281.29	12.8%	2483.89	12.8%	2271.39	3.1%
2022	2305.50	2483.89	178.39	7.7%	2483.89	7.7%	2271.39	-1.5%

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature or initials.

CUADRO N° 9.16: Resumen de Potencia Caso REGMHTTLA8 y su Sensibilidad.

Año	REGMHTTLA8				REGMHTTLA8A			
	DMG	POTENCIA FIRME	BALANCE	RESERVA	POTENCIA FIRME	BALANCE	RESERVA	
2008	1080.70	1146.98	66.28	6.1%	1146.98	66.28	6.1%	
2009	1185.20	1266.57	81.37	6.9%	1266.57	81.37	6.9%	
2010	1281.30	1377.07	95.77	7.5%	1377.07	95.77	7.5%	
2011	1356.50	1551.71	195.21	14.4%	1551.71	195.21	14.4%	
2012	1431.20	1851.98	420.78	29.4%	1839.83	408.63	28.6%	
2013	1506.00	1976.98	470.98	31.3%	1958.98	452.98	30.1%	
2014	1581.10	1979.98	398.88	25.2%	1979.98	398.88	25.2%	
2015	1657.20	1979.78	322.58	19.5%	1979.78	322.58	19.5%	
2016	1737.90	1979.78	241.88	13.9%	1979.78	241.88	13.9%	
2017	1822.90	1979.78	156.88	8.6%	1979.78	156.88	8.6%	
2018	1912.00	2176.26	264.26	13.8%	2176.26	264.26	13.8%	
2019	2005.30	2176.26	170.96	8.5%	2176.26	170.96	8.5%	
2020	2102.70	2411.26	308.56	14.7%	2411.26	308.56	14.7%	
2021	2202.60	2411.26	208.66	9.5%	2411.26	208.66	9.5%	
2022	2305.50	2411.26	105.76	4.6%	2411.26	105.76	4.6%	

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature or initials.

CUADRO N° 9.17: Cálculo del Costo de Déficit de los Planes de Demanda Media y sus Sensibilidades.

AÑOS	DEFICIT (GWh)									
	REGMHTCB8	REGMHTCB8A	REGMHTCB8B	REGMHTCB8C	REGMHTCB8D	REGMHTCB8E	REGMHTCB8N	REGMHTGDC8	REGMHTTLA8	REGMHTTLA8A
2008	2.7769	2.7768	2.7769	2.7769	2.7762	2.7763	2.7274	2.7386	2.7762	2.7763
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

AÑOS	COSTO DE DEFICIT (M\$)									
	REGMHTCB8	REGMHTCB8A	REGMHTCB8B	REGMHTCB8C	REGMHTCB8D	REGMHTCB8E	REGMHTCB8N	REGMHTGDC8	REGMHTTLA8	REGMHTTLA8A
2008	3.33228	3.33216	3.33228	3.33228	3.33144	3.33156	3.27288	3.28632	3.33144	3.33156
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008.



Handwritten signature

9.3 ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

La actualización del plan de expansión de generación contempla la entrada en operación de 322 MW de generación hidroeléctrica entre los años 2010 y 2012. Dichas adiciones cambian la composición del tipo de tecnología para la generación eléctrica variándolo de 57% a 100% de capacidad hidráulica nueva a instalarse en este período. Es decir, para el mediano plazo, la expansión del parque de unidades de generación para cumplir con los requerimientos exigidos por la demanda sería proporcionada por centrales hidráulicas únicamente.

Dicho cambio tan significativo se debe al resultado del acto de libre competencia LPI N° EDEMET – 01 – 08 para la contratación de potencia de largo plazo 2011-2016 realizado el 9 de septiembre de 2008. Para este acto las ofertas que resultaron las mas convenientes económicamente fueron presentadas por participantes hidráulicos.

Este monto de oferta hidráulica se ubica principalmente en la provincia de Chiriqui y comprende los proyectos Pando (32 MW), Monte Lirio (51.6 MW), Gualaca (25.1 MW), Lorena (35.7 MW), Prudencia (56.2 MW), Bajo de Mina (52.4 MW), Baitun (86 MW), Tabasara II (34.5 MW) y Mendre (19.8 MW).

Hay que considerar que de llegarse a cumplir la efectiva puesta en operación en el mediano plazo de cada uno de los proyectos indicados implicaría necesariamente una serie de adiciones al Sistema de Transmisión entre los cuales esta la construcción y puesta en operación en el año 2012 de un segundo circuito Fortuna – Guaquitas de 230 KV y la construcción de otra línea de 230 KV Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II. Los análisis concernientes a las adiciones necesarias al Sistema de Transmisión se presenta de forma detallada en la Actualización del Plan de Transmisión en el Tomo III contenido en este documento

Dado el cambio significativo introducido en el panorama de expansión, luego de que ETESA cumpliera con las fechas de entrega establecidos en la sección V.2.3 del Reglamento de Transmisión para la entrega del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2008-2022, se evalúa los cambios introducidos con respecto a los análisis presentados en el caso REGMHTCB8 la cual se muestra en el análisis del caso REGMHTCB8QA la cual se desarrolla a continuación.



Caso REGMHTCBQA

DESCRIPCIÓN DEL CASO

Para este caso están considerados los mismos criterios y premisas con las que se elaboró el caso REGMHTCB8. Es decir, proyectos candidatos similares a los que se encuentran en operación actualmente en el país (a base de bunker y diesel) además de centrales térmicas de carbón a partir del 2012.

El costo total del plan de mínimo costo obtenido se componen de la siguiente forma:

Costo Total de Inversión: 1,200.20 M\$

Costo de Operación: 2,545.61 M\$

Costo de Déficit: 1.52 M\$

Costo Total: 3,747.33 M\$

Cabe mencionar como diferencia a resaltar entre el caso REGMHTCB8 de referencia que la consecuencia directa del acto de libre competencia determinó la ausencia en el caso REGMHTCBQA de la planta de Carbón de 250 MW (CB 250-A) en el año 2012 y la planta térmica PanaPower de 68 MW en el 2010 las cuales aparecían como alternativas viables en el plan de mínimo costo obtenido en el caso REGMHTCB8.

Los ajustes de los años de entrada de los proyectos fueron los siguientes:

- Adelanto en la entrada de operación de los proyectos hidroeléctricos Mendre y Bajo de Mina para el año 2010.
- Adelanto del proyecto Baitún, originalmente en el 2013, para el año 2011.
- Adelanto de los proyectos Prudencia, Pando y Monte Lirio, para el año 2012; lo que representó un adelanto en 1, 3 y 4 años respectivamente.
- Adelanto en cuatro años del proyecto el Alto, ubicándolo para el año 2013.
- Atraso en la entrada de operación del proyecto hidroeléctrico Síndigo, del año 2014 al año 2016 y del proyecto Tabasará II en tres años (del año 2012 al 2015).
- El atraso de la plantas de Carbón de 250 MW (CB 250-A) del año 2012 al año 2015 y el adelanto en la entrada de operación de la planta CB 250-C del año 2021 al año 2020.



En el cuadro N° 9.18 se presenta el comparativo de las fechas de entrada presentadas en el caso REGMHTCB8QA como la actualización del caso REGMHTCB8

Cuadro N° 9.18 Planes del Caso REGMHTCB8 y actualización REGMHTCB8QA

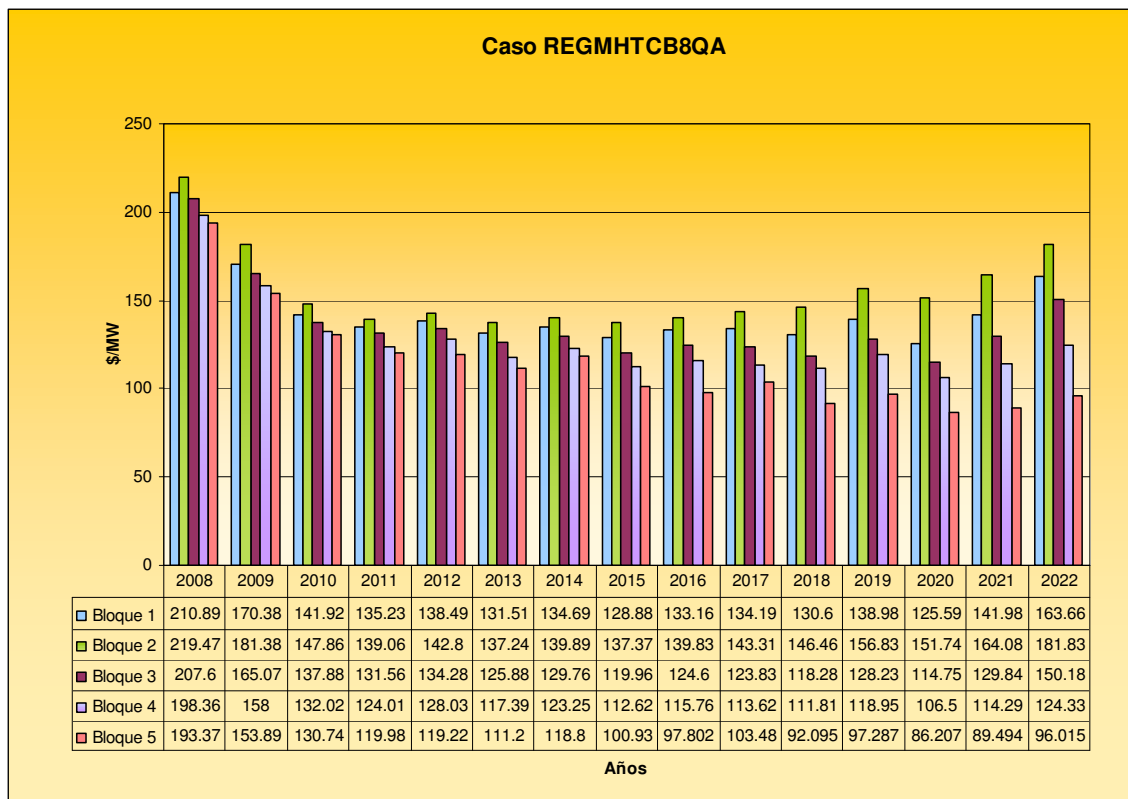
Años	Caso REGMHTCB8				Caso REGMHTCB8QA			
	Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)		
		Hidro	Térmo	Total		Hidro	Térmo	Total
2008	El Giral		50.0		El Giral		50.0	
	Concepción Térmica Cativá	10.0	43.5	103.5	Concepción Térmica Cativá	10.0	43.5	103.5
2009	Térmica Cativá Paso Ancho	5.0	43.5		Térmica Cativá Paso Ancho	5.0	43.5	
	Termo Colón		130.0	178.5	Termo Colón		130.0	178.5
2010	BLM-Carbón (1)				BLM-Carbón (1)			
	Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7	Algarrobos Mendre Bajo de Mina (sept)	9.7 19.8 52.4		81.9
2011	Chan I	223.0			Chan I	223.0		
	Gualaca	25.1			Baitún (abr)	86.0		
	Mendre Bonyic	19.8 30.0		297.9	Gualaca (nov)	25.1		334.1
2012	Bajo de Mina	52.4			Lorena (mar)	35.7		
	Tabasará II	34.5			Prudencia (sept)	56.2		
	Lorena	35.7			Pando (sept)	32.0		
2013	CB 250-A		250.0	372.6	Monte Lirio (sept)	51.6		175.5
	Prudencia	56.2						
	Baitún	86		142.2	Bonyic (ene)	30.0		
2014	Síndigo	10.0		10.0	El Alto (ene)	60.0		90.0
	Pando	32.0		32.0				
2015	Monte Lirio	51.6		51.6	CB-250-A		250.0	250.0
2016	El Alto	60.0		60.0	Tabasará II	34.5		34.5
2017	CB-250-B		250.0	250.0	Síndigo	10.0		10.0
2018	Barro Blanco	19.8		19.8				
2019					CB-250-B		250.0	250.0
2020					Barro Blanco	19.8		19.8
2021	CB 250-C		250.0	250.0	CB-250-C		250.0	250.0
2022								
	Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8	Total del Plan	760.8	1017.0	1777.8

Fuente: ETESA. Actualización del Plan de Expansión del 2008.



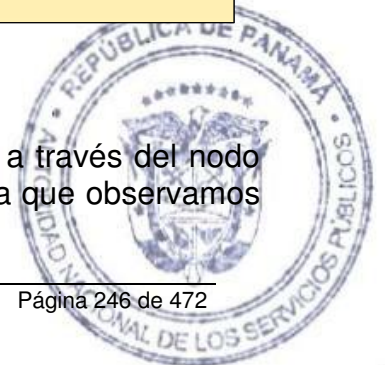
En el Gráfico N° 9.34 presenta los costos marginales por bloque obtenidos del caso REGMHTCB8QA. Los costos marginales para este plan son inferiores a los obtenidos en el caso REGMHTCB8 en el año 2011. Esto se debe a la entrada en operación del proyecto Chan I de 223 MW y además a la incorporación de los proyectos Baitún de 86 MW y Gualaca de 25.1 MW que representa un total de 334.1 MW de adición de energía hidráulica. Para el periodo comprendido entre los años 2012 al 2014 los costos marginales son ligeramente superiores que para el mismo periodo en el caso REGMHTCB8. Esto es debido a que se atrasa la entrada de el proyecto de carbón de 250 MW del año 2012 al año 2015. A partir de la entrada en operación de las unidades de carbón en el año 2015 los costos marginales se mantienen inferiores a los obtenidos en el caso REGMHTCB8. Nótese que de los 814.3 MW instalados en el periodo que va del año 2015 al 2022 un 92% corresponde a unidades de carbón.

Gráfico N° 9.34 Costo Marginal Promedio Anual del Caso REGMHTCB8QA



Fuente: ETESA. Actualización del Plan de Expansión del 2008.

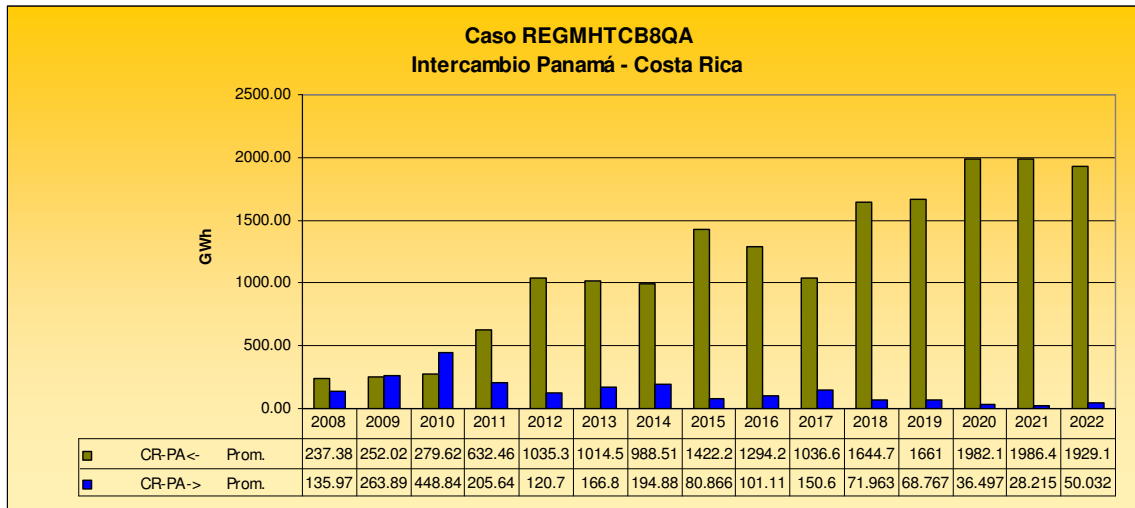
Los intercambios entre Panamá y los países de Centroamérica a través del nodo frontera con Costa Rica se presentan en el Gráfico N° 9.35 en la que observamos



Handwritten signature

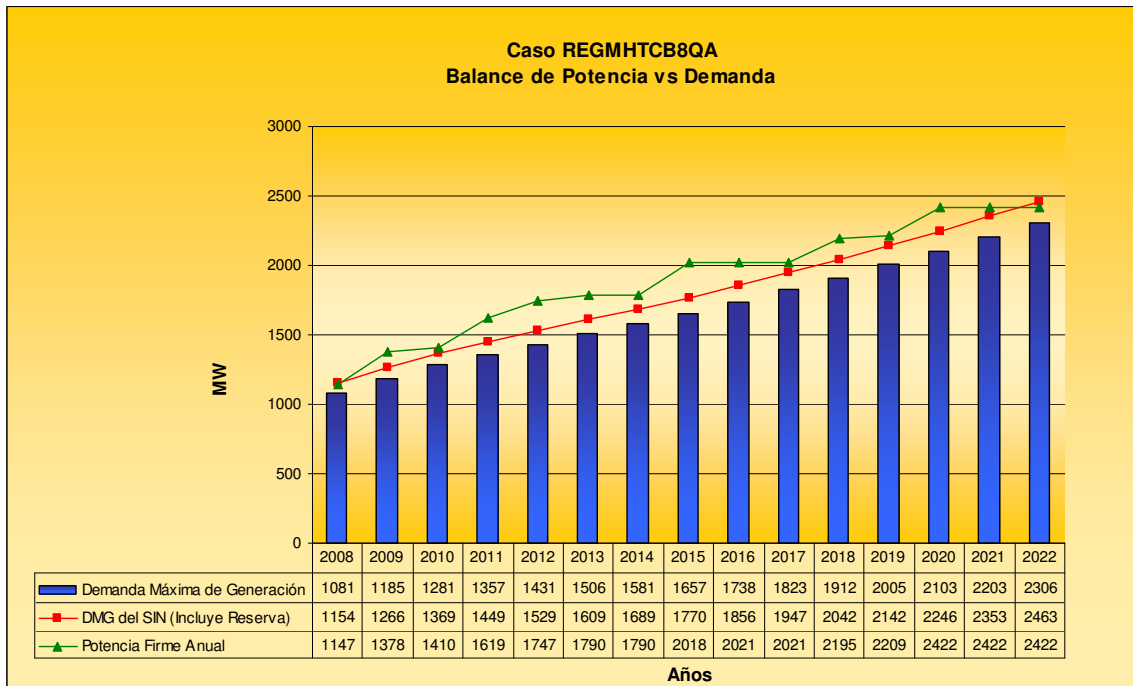
que Panamá aparece como exportador neto a partir del año 2011. Esta condición de país exportador es impulsado por la entrada del proyecto Chan I y la incorporación en los años 2015, 2018 y 2021 de centrales térmicas de carbón de 250 MW de capacidad cada uno además del fuerte desarrollo de proyectos hidráulicos que se da entre el año 2010 y el 2014.

Gráfico N° 9.35 Costo Marginal Promedio Anual del Caso REGMHTCB8QA

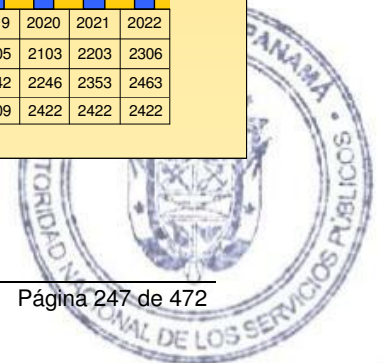


Fuente: ETESA. Actualización del Plan de Expansión del 2008.

Gráfico N° 9.36 Balance de Potencia vs Demanda del Caso REGMHTCB8QA

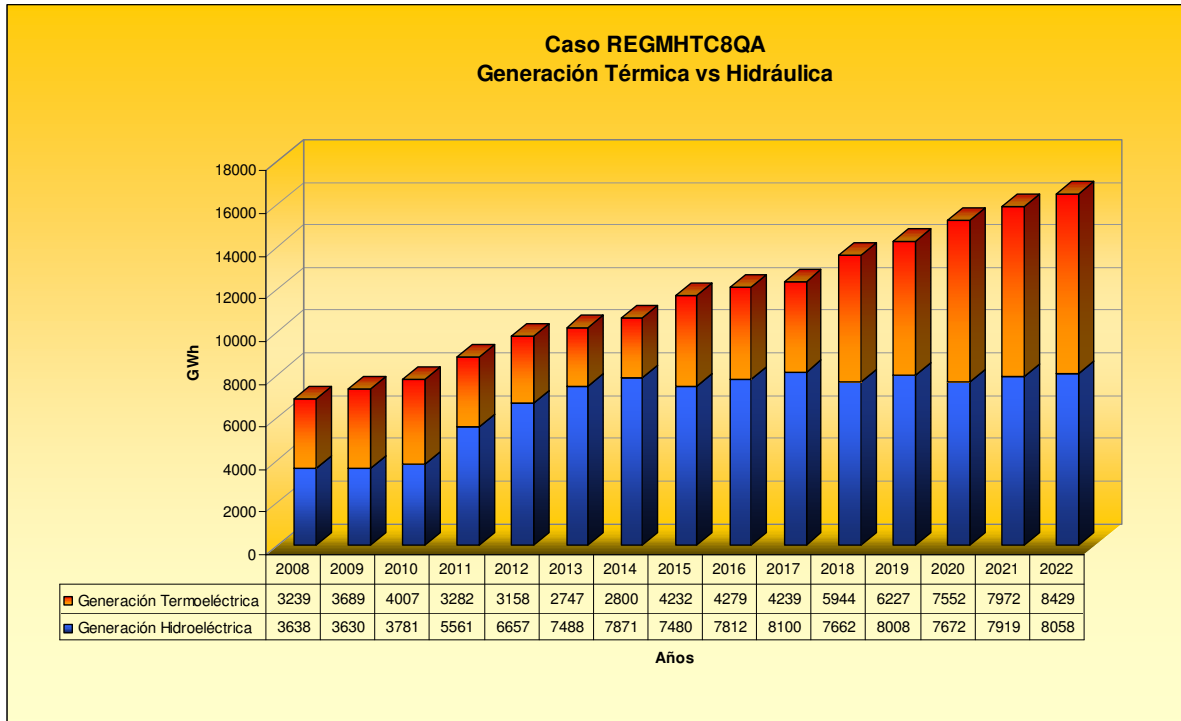


Fuente: ETESA. Actualización del Plan de Expansión del 2008.



La confiabilidad de cobertura de la demanda se presenta en el Gráfico N° 9.36 en donde se observa que para el horizonte de estudio la potencia firme anual se mantiene por encima de la proyección de demanda máxima del SIN.

GRÁFICO N° 9.37 Generación Térmica vs Hidráulica del Caso REGMHTCB8QA



Fuente: ETESA. Actualización del Plan de Expansión del 2008.

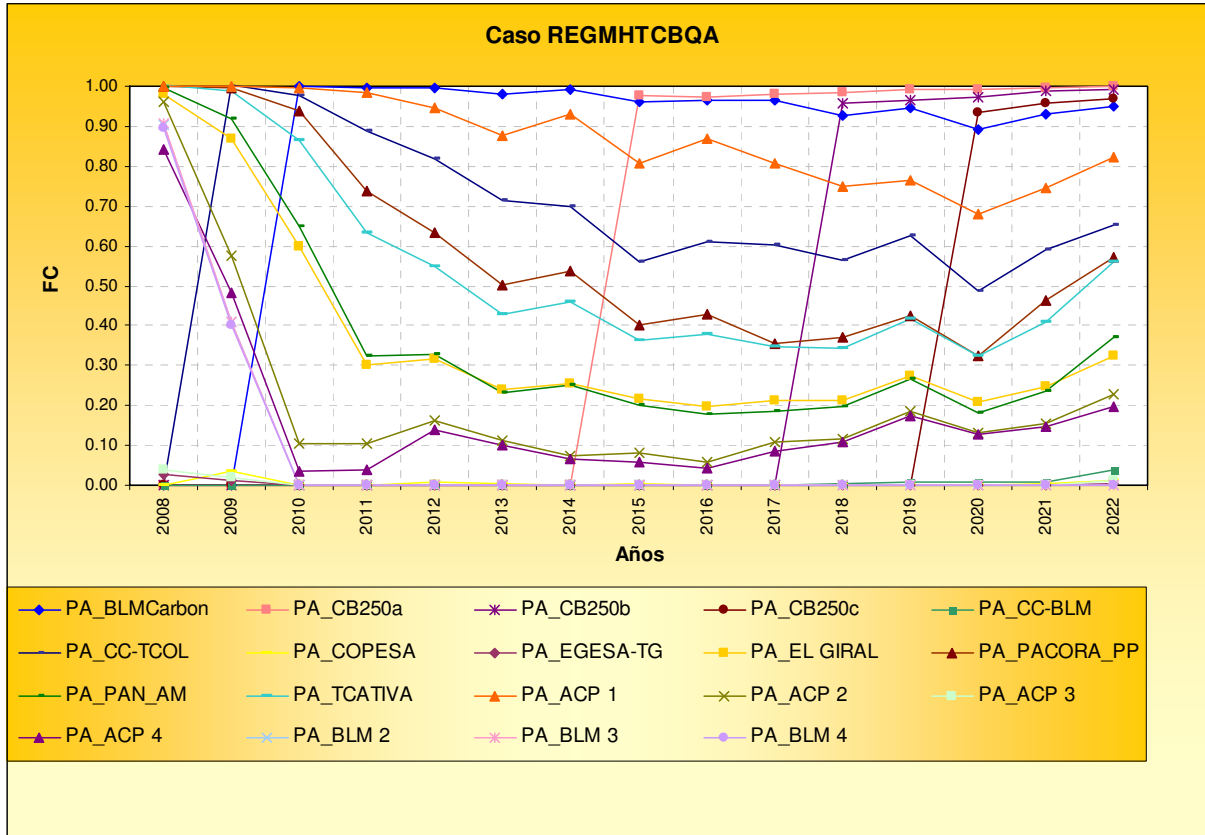
La generación total de las plantas que aparecen en el plan del caso REGMHTCB8QA es predominantemente aportado por las centrales hidráulicas entre los años 2011 y 2019 (ver Grafica N° 9.37). Solamente en los dos primeros años del plan, cuando se incorporan las plantas térmicas ubicadas en la provincia de Colón (Termo Colón, Cativa y El Giral) y los dos últimos años del periodo de estudio, la generación total tiene un componente mayoritariamente térmico. Nótese que los últimos tres años de estudio la capacidad adicionada al sistema es 100% térmico.

Otra salida a analizar del caso REGMHTCB8QA es el factor de planta de las centrales térmicas las cuales reflejan el grado de participación de cada planta basado en su eficiencia con respecto a las otras centrales térmicas con la cual compiten en el despacho económico. En el Gráfico N° 9.38 se aprecia el impacto que tiene sobre el factor de planta de las centrales térmicas existentes en el sistema el ingreso de la unidad BLM Carbón en el año 2010. Se observa que centrales como PAN_AM y El Giral reflejan un cambio de valores superiores a 0.85 en el año 2008 y en el año 2009 a valores por debajo de 0.65 en el año 2010.



Con la entrada de la primera unidad de carbón en el 2015 estos valores descienden aproximadamente a un factor de planta de 0.20 y las centrales Cativa y Pacora mantiene valores de factor de planta ligeramente superiores al 0.40. En cuanto a las unidades de carbón, todas mantienen factores de planta superiores al 0.95.

Gráfico N° 9.38 Factor de Planta de las Centrales Térmicas del Caso REGMHTCB8QA



Fuente: ETESA. Actualización del Plan de Expansión del 2008.



Capítulo 10: Planes de Expansión de Demanda Alta

En este capítulo se analizan los mismos casos presentados anteriormente en este documento, pero considerando la hipótesis de que ocurre el escenario de demanda alta. Los planes a considerarse recibirán los siguientes nombre:

- CASO N° 1: Demanda Alta Hidrotérmico considerando Carbón dentro de un escenario regional (REGAHTCB8).
- CASO N° 2: Demanda Alta Hidrotérmico considerando Gas Natural transportado por Gasoducto a partir del 2015 y Carbón dentro de un escenario regional (REGAHTGDC8).
- CASO N° 3: Demanda Alta Hidrotérmico considerando Todas las alternativas -hidrotérmico por gasoducto, carbón y eólica dentro de un escenario regional (REGAHTTLA8).

Al suponer la ocurrencia de este escenario de demanda alta, se modificarán los planes debido a la necesidad de atraso o adelanto de algunos proyectos a requerimiento para mantener un plan de mínimo costo que satisfaga los criterios de confiabilidad y demanda. En el Cuadro N° 10.1 se presentan los planes obtenidos a raíz de esta condición.

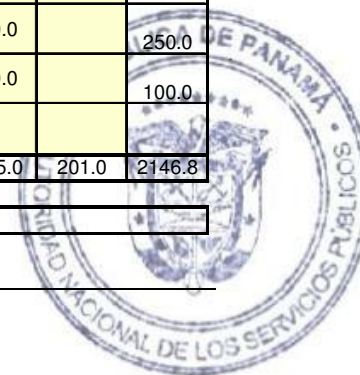


CUADRO N° 10.1: Planes de Expansión para el Escenario de Demanda Alta.

Años	Caso REGAHTCB8				Caso REGAHTGDC8				Caso REGAHTLA8				
	Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)			
		Hidro	Termo	Total		Hidro	Termo	Total		Hidro	Termo	Eólica	Total
2008	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0	103.5	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0	103.5	El Giral Concepción Térmica Cativá	10.0	50.0		103.5
2009	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5	178.5	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5	178.5	Térmica Cativá Paso Ancho Termo Colón	5.0	43.5		178.5
2010	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7	68.0	77.7	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7	68.0		77.7
2011	Chan I Gualaca Mendre Bonyic	223.0 25.1 19.8 30.0		297.9	Chan I Gualaca Mendre Bonyic	223.0 25.1 19.8 30.0		297.9	Chan I Gualaca Mendre Bonyic	223.0 25.1 19.8 30.0			297.9
2012	Bajo de Mina Tabasará II Lorena CB 250-A	52.4 34.5 35.7	250.0	372.6	Bajo de Mina Tabasará II Lorena CB 250-A	52.4 34.5 35.7	250.0	372.6	Bajo de Mina Tabasará II Lorena Santa Fe Energy CB 250-A	52.4 34.5 35.7		81.0	453.6
2013	Prudencia Baitún	56.2 86		142.2	Prudencia Baitún	56.2 86		142.2	Prudencia Toabré Baitún	56.2 86.0		120.0	262.2
2014	Síndigo	10		10.0	Síndigo El Alto Pando	10 60.0 32		102.0	Síndigo	10.0			10.0
2015	Pando Barro Blanco	32.0 19.8		51.8	CCGDBLM (1) Barro Blanco	32.0 19.8	158.0	177.8	Pando CCGDBLM (1)	32.0		158.0	190.0
2016	Monte Lirio	51.6		51.6	Monte Lirio	51.6		51.6	Barro Blanco Monte Lirio	19.8 51.6			71.4
2017									El Alto	60.0			60.0
2018	CB-250-B		250.0	250.0	CCGN 250-A		250.0	250.0	CCGN 250-A		250.0		250.0
2019	El Alto	60.0		60.0									
2020	CB 250-C		250.0	250.0	CCGN 250-B		250.0	250.0	CCGN 250-B		250.0		250.0
2021					CCGN 100-A		100.0	100.0	TGN-100-A		100.0		100.0
2022	CB 150-A		150.0	150.0									
	Total del Plan	760.8	1235.0	1995.8	Total del Plan	760.8	1185.0	1945.8	Total del Plan	760.8	1185.0	201.0	2146.8

(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008



CASO REGAHTCB8

Los costos del plan generado para este caso, se desglosan como sigue:

Costo Total de Inversión: 1,207.73 M\$

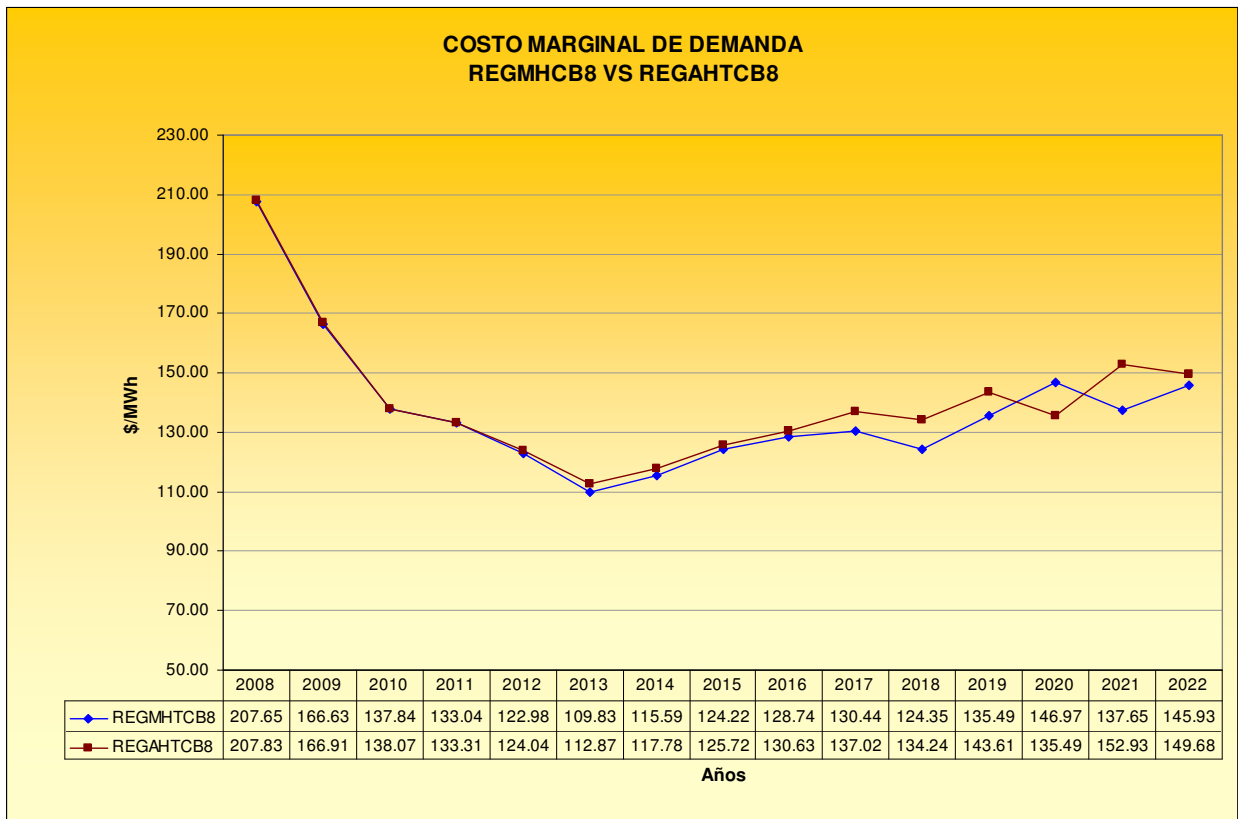
Costo de Operación: 2,895.19 M\$

Costo de Déficit: 3.275 M\$

Costo Total: 4,106.20 M\$

El Gráfico N° 10.1, presenta los costos marginales de los casos REGMHTCB8 y REGAHTCB8. Los costos marginales de ambos casos son similares para los cinco primeros años del estudio. Este comportamiento de los costos marginales se debe a que los planes de expansión son similares para estos años. En 2012, Panamá experimenta mayores costos marginales en el escenario de demanda alta, ocasionado por la necesidad de incrementar la generación para cubrir esta demanda. Este comportamiento se repite para el periodo 2013-2019.

GRÁFICO N° 10.1: Costos Marginales de los Casos REGMHTCB8 y REGAHTCB8



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008



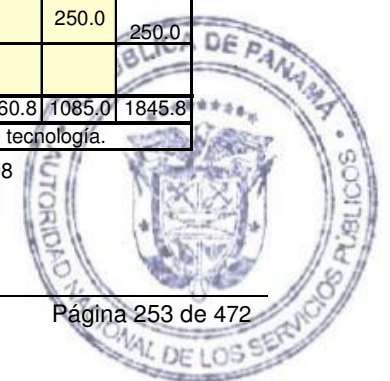

Como muestra el Cuadro N° 10.2, durante el periodo 2013-2019, el proyecto hidroeléctrico Barro Blanco (19.8 MW), mientras que se retrasa la entrada del proyecto hidroeléctrico El Alto (60 MW), en el plan obtenido con el escenario de demanda alta. En 2020, el costo marginal del caso REGAHTCB8, es inferior al caso del escenario de demanda moderado. Esto obedece al adelanto de la planta de carbón de 250 MW, que originalmente se incorporaba en 2021. Note que en el escenario de demanda alta (REGAHTCB8), es necesario el ingreso de otra planta de carbón de 150 MW en 2022 y, a pesar de esta adición, el costo marginal en este escenario no resulta inferior al del caso con demanda moderada (REGMHTCB8).

Cuadro N° 10.2: Planes de los Casos REGAHTCB8 y REGMHTCB8

Fecha de Operación	Caso REGAHTCB8				Caso REGMHTCB8			
	Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)		
		Hidro	Termo	Total		Hidro	Termo	Total
2008	El Giral		50.0		El Giral		50.0	
	Concepción	10.0			Concepción	10.0		
2009	Térmica Cativá		43.5	103.5	Térmica Cativá		43.5	103.5
	Térmica Cativá		43.5		Térmica Cativá		43.5	
2010	Paso Ancho	5.0			Paso Ancho	5.0		
	Termo Colón		130.0	178.5	Termo Colón		130.0	178.5
2011	BLM-Carbón (1)				BLM-Carbón (1)			
	Algarrobos	9.7			Algarrobos	9.7		
2012	Panapower		68.0	77.7	Panapower		68.0	77.7
	Chan I	223.0			Chan I	223.0		
2013	Gualaca	25.1			Gualaca	25.1		
	Mendre	19.8			Mendre	19.8		
2014	Bonyic	30.0		297.9	Bonyic	30.0		297.9
	Bajo de Mina	52.4			Bajo de Mina	52.4		
2015	Tabasará II	34.5			Tabasará II	34.5		
	Lorena	35.7			Lorena	35.7		
2016	CB 250-A		250.0	372.6	CB 250-A		250.0	372.6
	Prudencia	56.2			Prudencia	56.2		
2017	Baitún	86		142.2	Baitún	86		142.2
	Síndigo	10		10.0	Síndigo	10.0		10.0
2018	Pando	32.0			Pando	32.0		
	Barro Blanco	19.8		51.8	Barro Blanco	19.8		51.8
2019	Monte Lirio	51.6		51.6	Monte Lirio	51.6		51.6
					El Alto	60.0		60.0
2020	CB-250-B		250.0	250.0	CB-250-B		250.0	250.0
	El Alto	60.0		60.0	Barro Blanco	19.8		19.8
2021	CB 250-C		250.0	250.0				0.0
					CB 250-C		250.0	250.0
2022	CB 150-A		150.0	150.0				
	Total del Plan	760.8	1235.0	1995.8	Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8

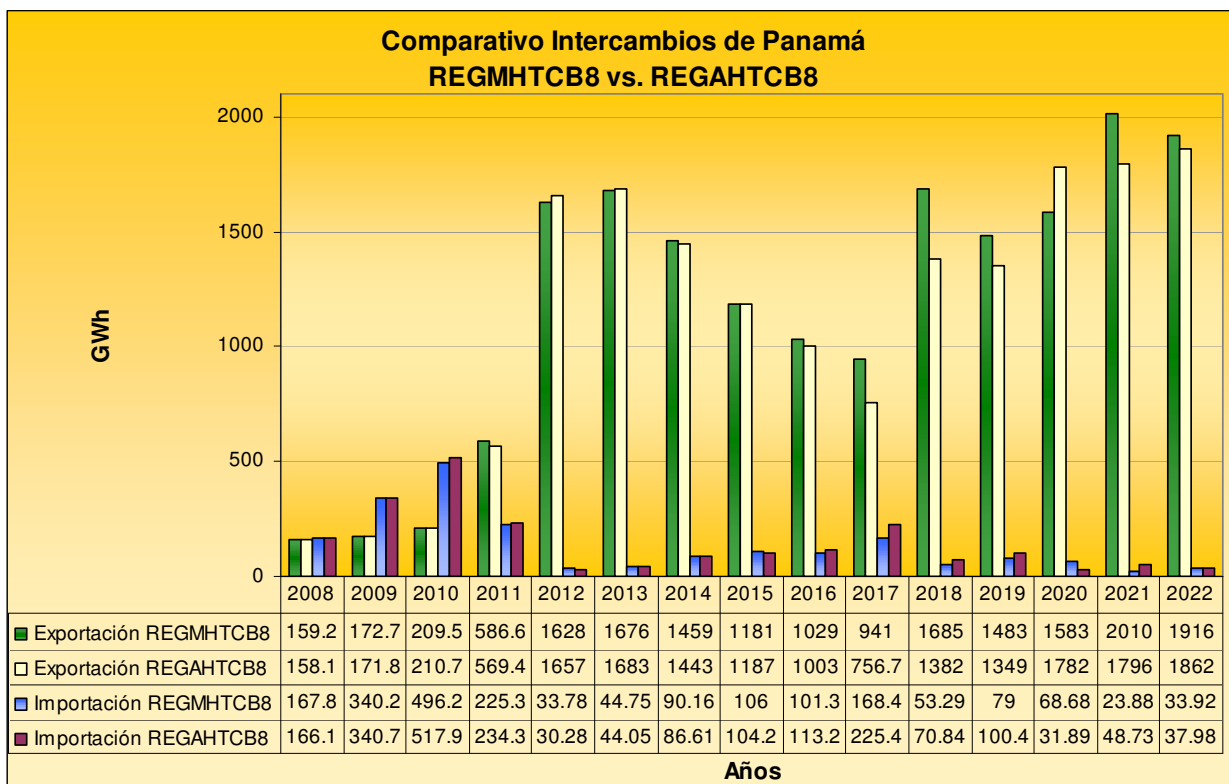
(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008



El Gráfico N° 10.2, muestra los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, a través de la interconexión con Costa Rica. Los intercambios presentan valores similares en ambos casos durante los dos primeros años del estudio. En el año 2010, las importaciones en el escenario de demanda alta son superiores a las obtenidas en el escenario de demanda moderada. En 2011, las exportaciones en el caso REGAHTCB8, son inferiores a las del caso REGMHTCB8. Las situaciones presentadas en sendos años es consecuencia del crecimiento natural de la demanda. Se experimenta una reducción de 184.3 GWh en las exportaciones del 2017, debido a la ausencia de adiciones al parque de generación y al crecimiento de la demanda. En los dos años siguientes se observa este mismo comportamiento de las exportaciones producidas en el caso REGAHTCB8, alcanzando una diferencia de 303.20 GWh en el año 2018. Con el adelanto de la entrada de la planta de carbón al 2020 en el caso con REGAHTCB8, se impulsan las exportaciones y se aprecia una diferencia de 199 GWh con respecto al caso de demanda moderada. Los dos años del horizonte restantes se presenta un crecimiento de las exportaciones del caso REGAHTCB8, mas siguen con cifras inferiores a las presentadas por el caso REGMHTCB8.

GRÁFICO N° 10.2: Intercambios de los Casos REGAHTCB8 y REGMHTCB8



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008



CASO REGAHTGDC8

Los costos totales correspondientes al plan obtenido para este caso con demanda alta son como sigue:

Costo Total de Inversión: 1,196.15 M\$

Costo de Operación: 2,841.36 M\$

Costo de Déficit: 3.286 M\$

Costo Total: 4,040.80 M\$

En general, en este caso de demanda alta adelanta la entrada de los proyectos El Alto y Monte Lirio a los años 2014 y 2016 respectivamente, además adiciona la generación de un ciclo combinado de gas natural de 100MW para el año 2021. Esto significa que el plan para este caso de demanda alta genera un plan de mínimo costo al adelantar 3 años la entrada del proyecto El Alto; 2 años a Monte Lirio y adicionar un ciclo combinado de 100 MW en el año 2021. En total adiciona 100 MW, más en comparación al mismo escenario evaluado en demanda media. El Cuadro N° 10.3 muestra el comparativo de ambos planes.

CUADRO N° 10.3: Comparativo de Planes de Expansión para los Casos REGAHTGDC8 y REGMHTGDC8.

Fecha de Operación	Caso REGAHTGDC8				Caso REGMHTGDC8			
	Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)		
		Hidro	Térmo	Total		Hidro	Térmo	Total
2008	El Giral		50.0		El Giral		50.0	
	Concepción Térmica Cativá	10.0	43.5	103.5	Concepción Térmica Cativá	10.0	43.5	103.5
2009	Térmica Cativá Paso Ancho	5.0	43.5		Térmica Cativá Paso Ancho	5.0	43.5	
	Termo Colón		130.0	178.5	Termo Colón		130.0	178.5
2010	BLM-Carbón (1)	9.7			BLM-Carbón (1)	9.7		
	Algarrobos Panapower		68.0	77.7	Algarrobos Panapower		68.0	77.7
2011	Chan I	223.0			Chan I	223.0		
	Gualaca	25.1			Gualaca	25.1		
	Mendre	19.8			Mendre	19.8		
	Bonyic	30.0		297.9	Bonyic	30.0		297.9
2012	Bajo de Mina	52.4			Bajo de Mina	52.4		
	Tabasará II	34.5			Tabasará II	34.5		
	Lorena	35.7			Lorena	35.7		
	CB 250-A		250.0	372.6	CB 250-A		250.0	372.6
2013	Prudencia	56.2			Prudencia	56.2		
	Baitún	86		142.2	Baitún	86.0		142.2
2014	Síndigo	10			Síndigo	10.0		
	El Alto	60.0						
	Pando	32		102.0	Pando	32.0		42.0
2015	CCGDBLM (1)				CCGDBLM (1)			
	Barro Blanco	19.8		19.8	Barro Blanco	19.8		19.8
2016	Monte Lirio	51.6		51.6				
2017					El Alto	60.0		60.0
2018	CCGN 250-A		250.0	250.0	CCGN 250-A		250.0	
2019					Monte Lirio	51.6		301.6
2020	CCGN 250-B		250.0	250.0	CCGN 250-B		250.0	250.0
2021	CCGN 100-A		100.0	100.0				
2022								
Total del Plan		760.8	1185.0	1945.8	Total del Plan	760.8	1085.0	1845.8

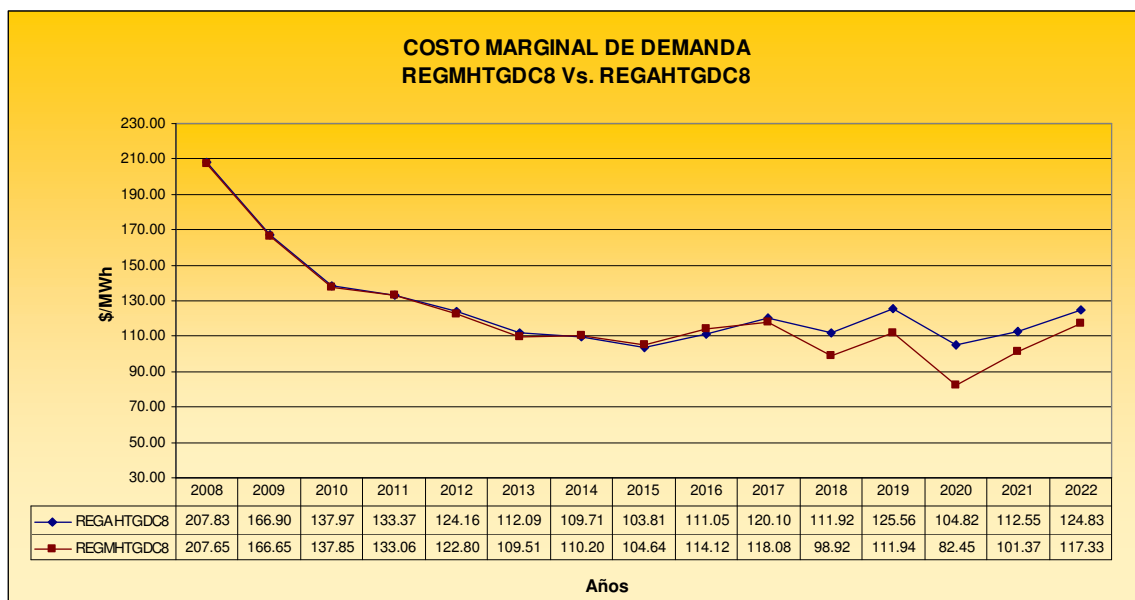
(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008



El Gráfico N° 10.3, presenta el comparativo de los costos marginales para estos dos casos. Los costos marginales del caso con demanda media son ligeramente inferiores a los del caso con demanda alta hasta el año 2013. Durante los años 2014, 2015 y 2016, los costos marginales del caso de demanda media son superiores a los costos del caso de demanda alta, ésto se debe a que en dichos años para el caso de demanda alta entra la planta El Alto y Monte Lirio. El efecto que produce la entrada de estos proyectos para el caso de demanda media se ve reflejado en los años 2017 y 2018. Nótese que el punto más bajo de los costos marginales para el periodo de largo plazo se da cuando entra en el año 2020, una planta de ciclo combinado de gas natural de 250MW, seguido del año 2018, donde para ambos planes se adiciona una unidad con las mismas características descritas anteriormente; Lo que nos lleva a confirmar que los costos marginales se ven sustancialmente reducidos con la inclusión de máquinas de gas vía gasoducto.

GRÁFICO N°.10.3: Comparativo de Costo Marginal de los Casos REGAHTGDC8 y REGMHTGDC8



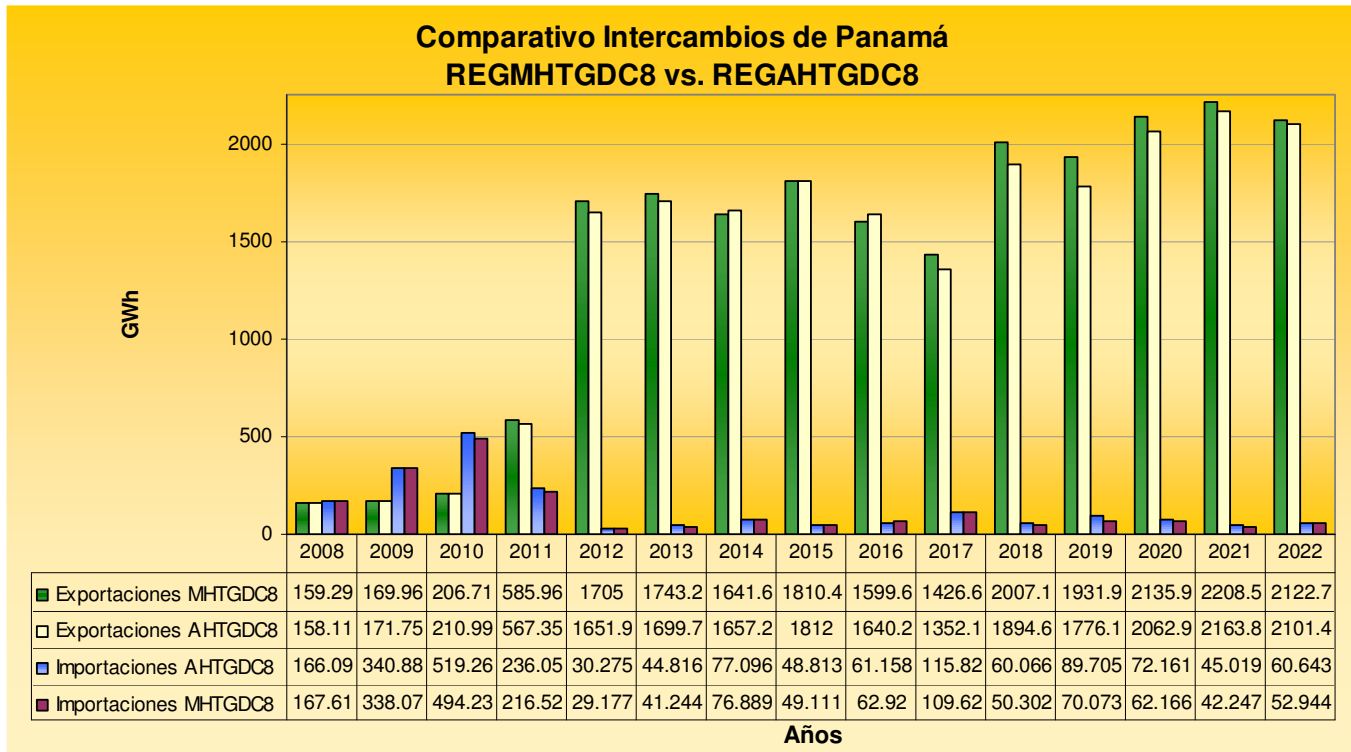
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008

En el Gráfico N° 10.4, se muestra el comparativo de intercambios para ambos escenarios de demanda. Nótese como para todo el periodo, tanto las exportaciones como las importaciones del caso de demanda alta presentan valores muy cercanos a los obtenidos en el caso de demanda media. Sin embargo, se puede notar que para los últimos 5 años del periodo se da un mayor número de importaciones en el escenario de alta, con respecto al escenario de media. Este porcentaje mayor es en promedio 16.92% por encima de las importaciones en el escenario de media.




En general, con este análisis de Intercambios se observa que la diferencia entre estos dos escenarios no es crucialmente significativa, ya que el adelanto de capacidad para generación entrante para el escenario de demanda alta permite evitar el incremento de importaciones al sistema. Nótese como el escenario de media reporta un poco más de exportaciones que el escenario de alta.

GRÁFICA N° 10.4: Comparativo de Intercambio Casos REGAHTGDC8 y REGMHTGDC8.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008

CASO REGAHTTLA8

Los costos totales del plan de demanda alta son como sigue:

Costo Total de Inversión: 1,314.98 M\$

Costo de Operación: 2,433.54 M\$

Costo de Déficit: 3.275 M\$

Costo Total: 3,751.80 M\$

Como se puede observar en el Cuadro N° 10.4, la diferencia entre los planes de demanda media con respecto al de demanda alta empiezan a apreciarse a partir del año 2015, con la entrada en operación de proyectos como Pando, Barro Blanco, Monte Lirio y El Alto, que originalmente no se tenían en el plan de demanda media. Adicionalmente, este plan adelanta un año la central de ciclo combinado de gas natural de 250 MW, que originalmente se tenía en el caso de



Handwritten signature

demanda media en el año 2019, al año 2018 y adiciona una turbina de gas natural de 100MW en el año 2021.

CUADRO N° 10.4: Comparativo para los Casos REGAHTTLA8 Y REGMHTTLA8

Fecha de Operación	Caso REGAHTTLA8					Caso REGMHTTLA8				
	Proyecto	Capacidad (MW)				Proyecto	Capacidad (MW)			
		Hidro	Termo	Eólica	Total		Hidro	Térmo	Eólica	Total
2008	El Giral		50.0			El Giral		50.0		
	Concepción Térmica Cativá	10.0	43.5		103.5	Concepción Térmica Cativá	10.0	43.5		103.5
2009	Térmica Cativá		43.5			Térmica Cativá		43.5		
	Paso Ancho Termo Colón	5.0	130.0		178.5	Paso Ancho Termo Colón	5.0	130.0		178.5
2010	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7	68.0		77.7	BLM-Carbón (1) Algarrobos Panapower	9.7	68.0		77.7
2011	Chan I	223.0				Chan I	223.0			
	Gualaca	25.1				Gualaca	25.1			
	Mendre	19.8				Mendre	19.8			
	Bonyic	30.0			297.9	Bonyic	30.0			297.9
2012	Bajo de Mina	52.4				Santa Fe Energy			81.0	
	Tabasará II	34.5				Lorena	35.7			
	Lorena	35.7		81.0		Tabasará II	34.5			
	Santa Fe Energy CB 250-A		250.0		453.6	CB 250-A		250.0		
2013	Prudencia	56.2				Bajo de Mina	52.4			453.6
	Toabré			120.0		Toabré			120.0	
	Baitún	86.0			262.2	Prudencia Baitún	56.2 86.0			262.2
2014	Síndigo	10.0			Síndigo	10.0				
									10.0	
2015	Pando CCGDBLM (1)	32.0			32.0	CCGDBLM (1)				0.0
2016	Barro Blanco	19.8								
	Monte Lirio	51.6			71.4					
2017	El Alto	60.0			60.0					
2018	CCGN 250-A		250.0		250.0					
2019						CCGN 250-A		250.0		250.0
2020	CCGN 250-B		250.0		250.0	CCGN 250-B		250.0		250.0
2021	TGN-100-A		100.0		100.0					
2022										
	Total del Plan	760.8	1185.0	201.0	2146.8	Total del Plan	597.4	1085.0	201.0	1883.4

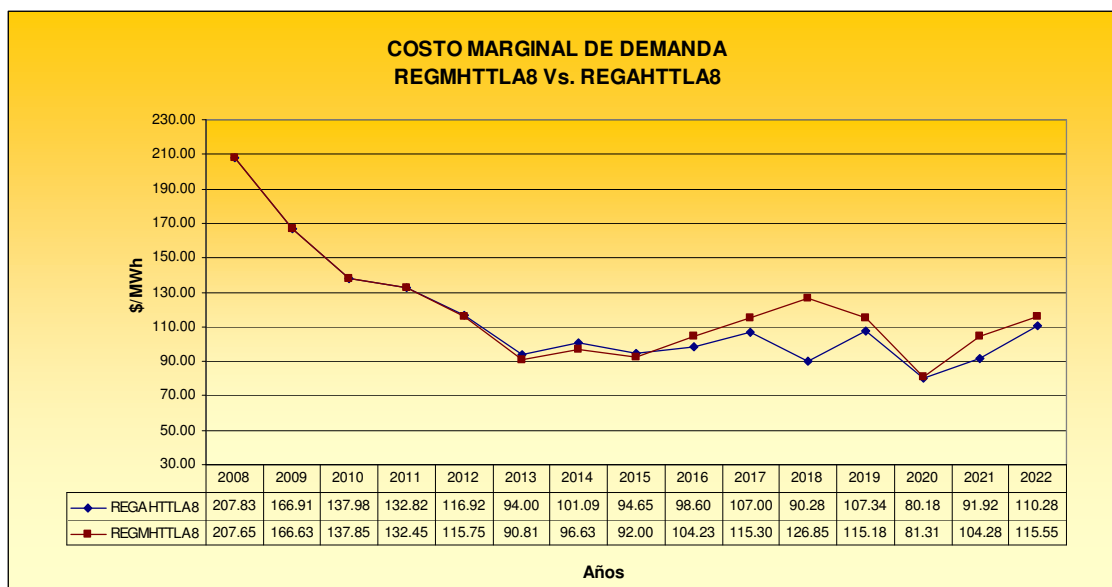
(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008



En el Gráfico 10.5, se muestran los costos marginales de ambos planes. Observe que el costo marginal del plan obtenido con escenario de demanda alta es superior al costo marginal del plan obtenido con el escenario de demanda media, solamente para el periodo comprendido entre los años 2012 y el 2015. El que el costo marginal del plan de demanda alta sea inferior del año 2016 en adelante se debe básicamente a que en el periodo 2016 al 2018 en el plan de demanda media no se adiciona generación, en cambio en el plan obtenido para un escenario de demanda alta, se incorporan los proyectos hidroeléctricos El Alto, Barro Blanco y Monte Lirio, los cuales no aparecen en el plan de demanda media.

GRÁFICO N° 10.5: Comparativo de Costo Marginal de los Casos REGMHTTLA8 y REGAHTTLA8



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008

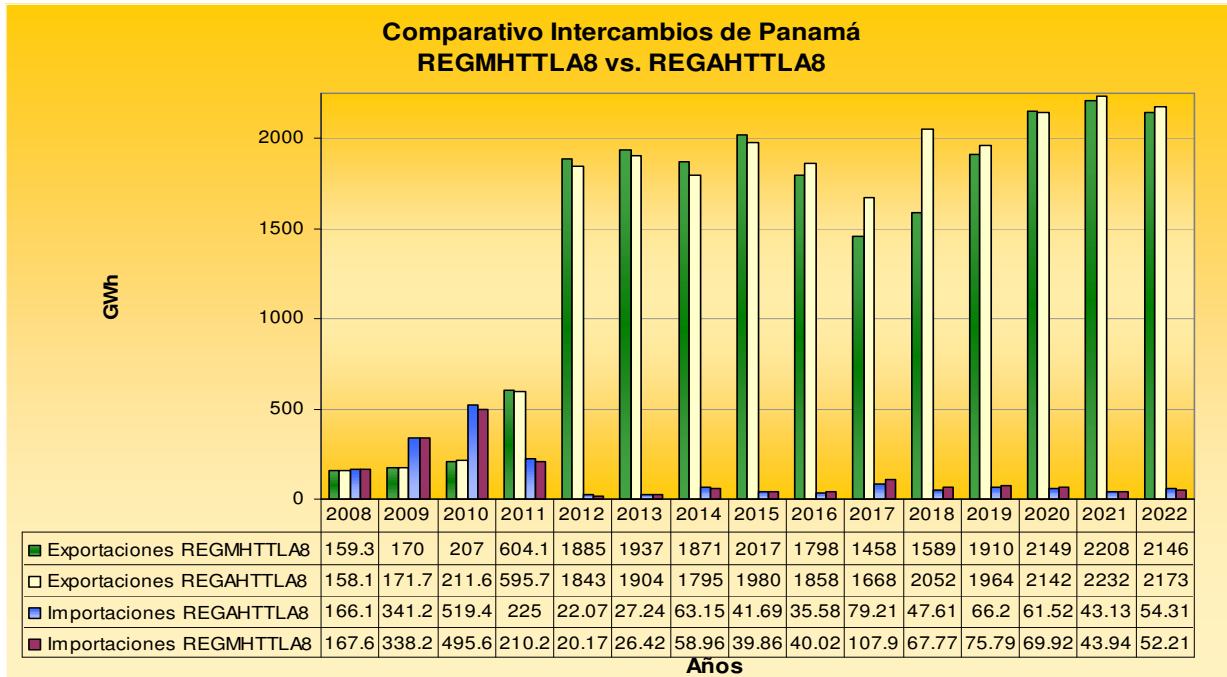
En cuanto a los intercambios, podemos observar en el Gráfico 10.6, como el escenario de demanda alta presenta mayor cantidad de exportaciones para el periodo comprendido entre 2016 al 2022. Esta diferencia porcentual para todo el periodo en promedio es de 3.7% siendo el año 2018, donde el escenario de alta presenta mayor porcentaje de exportaciones (14.4%), esto se debe a la entrada del proyecto de gas. Sin embargo, el periodo del 2011 al 2015, el escenario de media es el que presenta mayor cantidad de exportaciones debido a que para esos años los planes entre ambos escenarios son casi iguales, pero la diferencia en la demanda hace que el porcentaje a exportar debido al escenario de demanda alta se reduzca con respecto al escenario de demanda media.

Analizando las importaciones se observa que del año 2015 al 2020, el escenario de demanda media importa más energía que el escenario de demanda alta. La diferencia porcentual entre uno y otro en promedio es de 12.36 %.




Es importante destacar que para ambos planes Panamá continua su comportamiento como un agente exportador.

GRÁFICO N° 10.6: Comparativo de Intercambio. Casos REGAHTTLA8 y REGMHTTLA8



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008

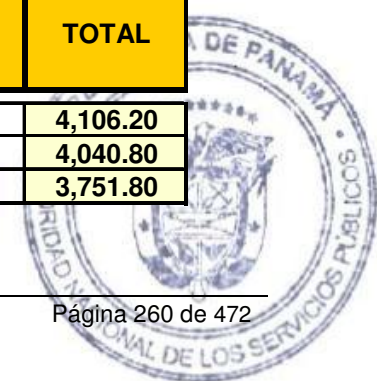
En cuanto a los costos de los planes evaluados para el escenario alto el de mayor costo total resulta ser el del Caso REGAHTCB8 la cual resulta ser el que más capacidad termoeléctrica incorpora por ende resulta igualmente el de mayor costo operativo.

El plan de menor costo total es el Caso REGAHTTLA8, básicamente debido a su ventaja competitiva dada por su bajo costo de operación obtenido debido a que es el plan que más capacidad hidráulica incorpora. Lo indicado se muestra en el cuadro N° 10.5 a continuación.

CUADRO N° 10.5: Costo de los Planes de Expansión con Escenario de Demanda Alta

CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)	COSTO DE OPERACIÓN (Mill.\$)	COSTO DE DÉFICIT (Mill.\$)	TOTAL
REGAHTCB8	1,207.73	2,895.19	3.275	4,106.20
REGAHTGDC8	1,196.15	2,841.36	3.286	4,040.80
REGAHTTLA8	1,314.98	2,433.54	3.275	3,751.80

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008



Handwritten signature

Los planes obtenidos para el escenario de demanda alta muestran la misma carencia por satisfacer los requerimientos de la demanda para el año 2008. Los cálculos del costo de déficit se muestran en el Cuadro N° 10.6

Cuadro N° 10.6: Cálculo del Costo de Déficit de los Planes de Demanda Alta y sus Sensibilidades

AÑOS	DÉFICIT(GWh)		
	REGAHTCB8	REGAHTGDC8	REGAHTTLA8
2008	2.7295	2.7386	2.7295
2009	0	0	0
2010	0	0	0
2011	0	0	0
2012	0	0	0
2013	0	0	0
2014	0	0	0
2015	0	0	0
2016	0	0	0
2017	0	0	0
2018	0	0	0
2019	0	0	0
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0

AÑOS	COSTO DE DEFICIT(M\$)		
	REGAHTCB8	REGAHTGDC8	REGAHTTLA8
2008	3.2754	3.28632	3.2754
2009	0	0	0
2010	0	0	0
2011	0	0	0
2012	0	0	0
2013	0	0	0
2014	0	0	0
2015	0	0	0
2016	0	0	0
2017	0	0	0
2018	0	0	0
2019	0	0	0
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2008



Capítulo 11: Análisis de Riesgos Asociados

En evaluación de proyectos en general, se entiende por riesgo la incertidumbre que afecta las variables que determinan la ejecución o gestión de cualquier actividad o, en otras palabras, como todo aquello que atente con el logro de un objetivo específico.

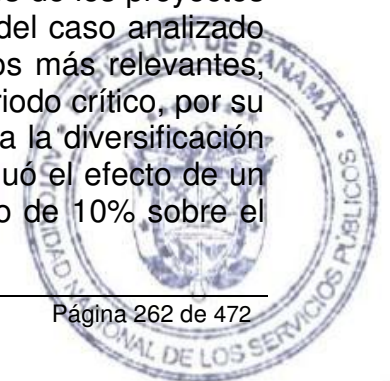
Una de las principales barreras para el desarrollo de un plan de expansión de la generación, es la timidez de la inversión ante la percepción de riesgos asociadas a los resultados económicos de los proyectos, dado los altos montos requeridos y al extenso periodo de recuperación de capital que tienen los proyectos de generación, especialmente en los proyectos hidroeléctricos y los proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC), por lo cual hay una tendencia a favorecer la implementación de centrales termoeléctricas, de las llamadas fuentes convencionales.

De acuerdo al Reglamento de Transmisión, vigente mediante la Resolución JD-5353 del 14 de junio de 2005, con respecto a los Planes Indicativos de Generación, se indica que se “deberá de verificar la rentabilidad individual de cada inversionista de la generación nueva, considerando el riesgo asociado”.

Dado el carácter “*indicativo y no normativo*” del Plan Indicativo de Generación, las decisiones privadas para cubrir la oferta son vagas al alejarnos en el tiempo, decisiones sobre las que no se tienen ningún control. Los primeros riesgos a analizar son los correspondientes a las situaciones más críticas para el cumplimiento de los casos, en especial los riesgos de entrada oportuna de los proyectos hídricos y térmicos que se agregaran a la oferta del sistema en los próximos cuatro años, “periodo crítico”. En segundo nivel de prioridad, se analiza al riesgo asociado a la volatilidad de los precios de los combustibles y ante la posibilidad de incrementos o decrementos significativos en la demanda.

En consideración de la cantidad de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos que conforman los casos analizados, a lo complejo de los propios proyectos de generación, a la incertidumbre de la información entregada por los promotores, a la estimación del costo-beneficio del propio proceso de planeación y la propia factibilidad de implementación de los casos sugeridos por la COPE, se evaluaron con prioridad los riesgos asociados a los proyectos que inician operaciones en el periodo crítico 2008-2011, incorporados al Caso de Demanda Media con Carbón.

Por consiguiente, como una representación idónea de los riesgos de los proyectos incorporados al Plan de Expansión, por ende, al cumplimiento del caso analizado se evaluaron los riesgos por medio del retraso de los proyectos más relevantes, específicamente aquellos que inician operaciones dentro del periodo crítico, por su significativo aporte al suministro del sistema, a su contribución a la diversificación de las fuentes de insumo para la generación. Además, se evaluó el efecto de un escenario alternativo de precios, que comprende un incremento de 10% sobre el



nivel general de precios de los combustibles insumidos en la generación eléctrica y un cambio en la disminución de la demanda.

Metodológicamente, 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, tomando en cuenta el impacto del financiamiento 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 18 describe en detalle las definiciones y metodologías utilizadas en este capítulo.

11.1 ANÁLISIS DE LOS RIESGOS

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 de mínimo costo.

Básicamente para todos los escenarios considerados se mantiene el mismo plan de expansión hasta el año 2013, con la excepción del Caso REGMHTTLA8, que introduce las variantes eólicas en los años 2012 y 2013. Esta inflexibilidad en la optimización del plantel de expansión es forzada por la realidad del sistema, de la incorporación de algunos de los proyectos en vías de construcción y de las expectativas recientes con respecto a las licitaciones de suministro de potencia y energía.

La alta factibilidad de implementación que tienen los proyectos del Caso REGMHTCB8, resultado de los altos costos marginales con que se retornarán las inversiones del sector, sean hidro o termoeléctricos, especialmente en el periodo crítico 2008-2011, permite que se utilicen los resultados del caso como referencia ante los posibles cambios originados en las posibles y más significativas fuentes de riesgos asociados a los proyectos. Por ende, se utilizará este caso como base para comparar los cambios en las rentabilidades de los proyectos con cada uno de los casos resultantes, como producto de los riesgos a considerar.

Se evaluaron entonces las rentabilidades de los nuevos proyectos que se integran al Plan de Expansión, considerando en especial, por su capacidad e importancia, la incorporación del proyecto Chan I, de la central a ciclo combinado Termo Colón y de la nueva planta de carbón de 250 MW, en el año 2012. El análisis sin



SIEPAC, disminución de la demanda y un incremento de 10 % en los costos de los combustibles.

11.1 Caso de Referencia REGMHTCB8: Demanda Media Hidrotérmico considerando Carbón dentro de un Escenario Regional.

Análisis de rentabilidad de los proyectos incorporados al Caso con Demanda Media Hidrotérmico con Carbón dentro de un escenario coordinado con los países de Centroamérica y la incorporación de la Interconexión de SIEPAC desde octubre del 2009.

Autosuficiencia Financiera

Los resultados de esta evaluación indican que todos los nuevos proyectos hidroeléctricos incorporados superan la tasa referencial de recuperación de activos, del 12%, por sí mismos.

Es de destacar los proyectos Gualaca, Bajo de Mina, Chan I, Mendre y Baitún presentan dígitos de rentabilidad sobre 20%. Los otros proyectos hidro con la excepción del proyecto Barro Blanco con 12.3%, tienen rentabilidades de más de 13 %, lo que se considera muy aceptable.

Los rangos de la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los proyectos de este grupo de centrales van del 12.3% de Barro Blanco al 21.3 % de Bajo de Mina. En cuanto al índice de recuperación del capital invertido en los proyectos hidroeléctricos de este plan alternativo, no superan los siete años, lo cual en la práctica internacional es muy aceptable para proyectos con una vida útil entre 40 y 50 años.

Como parte del plan firme³⁴, que se incorporan en todos los planes se incluyen dos nuevas centrales térmicas en construcción: para el 2010, adicional a 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 2008 y el 2009 de proyectos como El Giral, Térmica Cativá, Termo Colón, Panapower³⁵ y una nueva central de carbón CB 250a para el año 2012 garantizarían la oferta necesaria para cumplir con el crecimiento de la demanda.

De estos proyectos sólo la conversión de Bahía Las Minas y Termo Colón presentan figuras de rentabilidad más que aceptables. En cambio, los proyectos El Giral, Térmica Cativá y Panapower son totalmente deficitarios, con valores bajos de TIR, con parámetros de VAN negativos.

³⁴ Son proyectos que se presentan en todos los planes alternativos.

³⁵ Constituido por dos unidades de motores de combustión interna con un potencial global de 34.2 MW, localizados en el área de Arraiján.



Adicionalmente, para cumplir con la demanda en el año 2018 y 2021, se requiere de dos nuevas centrales de carbón de 250 MW, CB 250b y CB 250c, que operan en la fase final del horizonte del plan a plena carga, por lo cual su estimado de rentabilidad en el periodo de evaluación de veinte años es positivo. Por consiguiente, las tres centrales de carbón presentan rentabilidades en un rango de 18 a 20 %.

Los datos utilizados para realizar el análisis financiero de este caso se presentan en el Cuadro N° 11.1.³⁶

**CUADRO N° 11.1: Autosuficiencia Financiera del Caso REGMHTCB8
RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN (REGMHTCB8)
(2008-2022)**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA (k \$)	VPN (k\$)	TIR	P/R AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2,011	58,900	34,092	20.2%	5
BONYIC	2,011	72,000	22,050	15.9%	6
BAJO MINA	2,012	112,772	79,775	21.3%	5
EL SINDIGO	2,014	22,000	11,954	19.4%	5
EL ALTO	2,017	141,000	15,511	13.5%	7
CHAN I (CHAN-75-EL GAVILAN)	2,011	319,998	222,328	20.2%	4
LORENA	2,012	83,800	49,243	19.0%	5
PRUDENCIA	2,013	132,900	72,678	18.6%	5
PANDO	2,015	76,800	22,871	16.27%	6
MONTE LIRIO	2,016	123,126	41,478	16.3%	6
MENDRE	2,011	32,525	22,467	20.4%	5
BAITUN	2,013	185,000	144,695	21.1%	5
TABASARA	2,012	79,930	13,829	14.1%	7
BARRO BLANCO	2,019	62,000	1,100	12.3%	7
<u>TERMICOS</u>					
EL GIRAL	2,008	57,400	-21,945	3.5%	14
TERMICA CATIVA	2,008	79,997	-18,255	7.4%	10
TERMO COLON	2,009	73,996	34,961	19.9%	5
CB 250a	2,012	450,000	230,991	18.6%	5
CB 250b	2,018	450,000	281,384	20.0%	5
CB 250c	2,021	450,000	287,308	20.3%	4
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	138,000	217,972	34.6%	3
PANAPOWER	2,010	60,000	-20,255	5.5%	12

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2008

Evaluación del Inversionista

³⁶ Por metodología se le aplica la misma generación y retorno en el periodo de evaluación.



El análisis financiero de los inversionistas muestra que todos los proyectos hidroeléctricos incluidos en el plan superan los criterios de aceptación financiera, por lo que 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 20 y 30 %, y en el caso de Bajo de Mina una rentabilidad de aproximadamente 42%. El período de recuperación del capital aportado por los promotores resulta en general de tres y cuatro años en los proyectos hidroeléctricos. En el caso de Chan I y Mendre es hasta de dos años.

En cuanto a los proyectos térmicos, los de peor estado siguen siendo El Giral, Térmica Cativá al igual que el proyecto Panapower, los cuales no superan los criterios de aceptación privada, presentando tasas de retorno menores de hasta de 1%.

Todos los otros proyectos térmicos son beneficiados con el efecto de palanqueo financiero, con tasas de rentabilidad privada de 19 a 70%. Destacándose el proyecto de reconversión a carbón de Bahía Las Minas con 70.9% y un periodo de recuperación del capital de sólo un año.

Los valores calculados y empleados para realizar el análisis de la rentabilidad de los inversionistas se muestran en el Cuadro N° 11.2.



CUADRO N°. 11.2. : Evaluación del Inversionista del Caso REGMHTCB8

**PROYECTOS DE EXPANSION
DEL PLAN DE REFERENCIA (2008-2022)
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN (REGMHTCB8).**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPN (k\$)	TIR	P/R AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2011	58,900	45,991	35.0%	3
BONYIC	2011	72,000	39,806	26.7%	4
BAJO MINA	2012	112,772	117,252	42.1%	3
EL SINDIGO	2014	22,000	16,572	35.7%	3
EL ALTO	2017	141,000	49,440	21.9%	5
CHAN I (CHAN-75-EL GAVILAN)	2011	319,998	291,406	32.0%	3
LORENA	2012	83,800	69,916	32.3%	3
PRUDENCIA	2015	132,900	105,461	31.3%	3
PANDO	2015	76,800	39,782	27.3%	4
MONTE LIRIO	2015	123,126	71,843	27.6%	4
MENDRE	2011	32,525	30,488	35.7%	2
BAITUN	2013	185,000	169,930	36.2%	3
TABASARA	2012	79,930	33,538	22.1%	5
BARRO BLANCO	2019	62000	16,014	19.6%	5
<u>TERMICOS</u>					
EL GIRAL	2008	57,400	-12,888	1.4%	19
TERMICA CATIVA	2008	79997	-2,157	10.7%	12
TERMO COLON	2009	73,996	48,708	45.4%	2
CB 250a	2012	450,000	319,187	28.9%	3
CB 250b	2018	450,000	366,108	31.6%	3
CB 250c	2021	450,000	372,066	32.6%	3
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	138,000	241,925	70.9%	1
PANAPOWER	2,010	60,000	-10,025	5.9%	14

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2008

Evaluación a Precios Económicos

La mayor parte de 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 para el desarrollo de la sociedad y sus impactos negativos son superados ampliamente por el valor económico de los beneficios identificados.

El Valor Presente Neto Económico (VPNE), va de aproximadamente 13 a más de 500 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 deficitarios conformados principalmente por unidades de Motores de Media Velocidad que fueron castigados económicamente con recargos del monto de las divisas, al insumir combustibles importados, mejoran los valores de decisión, aunque no dejan de ser deficitarios.

Es notable el rendimiento económico de las nuevas centrales genéricas con base a carbón, las cuales más que duplican sus beneficios, gracias a ser centrales que le ahorran divisas al país con respecto a las centrales térmicas con base en hidrocarburos.

Como se esperaba, los proyectos térmicos El Giral y Panapower utilizados fuertemente durante el periodo de construcción del nuevo plantel hidroeléctrico de aproximadamente 400 MW, años 2008-2012, resultan ser deficitarios. Sólo Térmica Cativá supera los criterios de rentabilidad social, en razón que su despacho durante el periodo crítico, lo hace imprescindible. Dados los altos costos operativos de estos proyectos térmicos los mismos son desplazados al fin de ese periodo por las recién llegadas fuentes hidráulicas, más económicas. Por consiguiente, estos dos proyectos térmicos, los cuales cumplen una función de suministro muy importante en el periodo crítico, sus parámetros de aceptación económica son totalmente deficitarios, en el horizonte de análisis del caso.

Los valores utilizados para esta evaluación se pueden apreciar en el Cuadro N° 11.3.



CUADRO N° 11.3: Evaluación a precios económicos del Caso REGMHTCB8

**PROYECTOS DE EXPANSION
 RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PLAN DE REFERENCIA (2008-2022)
 DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN (REGMHTCB8).**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPNE (k\$)	TIRE	P/R AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2,011	58,900	110,412	28.7%	3
BONYIC	2,011	72,000	96,501	22.4%	4
BAJO MINA	2,012	112,772	266,396	32.4%	3
EL SINDIGO	2,014	22,000	37,122	27.5%	4
EL ALTO	2,017	141,000	126,802	18.8%	5
CHAN I (CHAN-75-EL GAVILAN)	2,011	319,998	726,260	27.8%	3
LORENA	2,012	83,800	125,928	26.8%	4
PRUDENCIA	2,015	132,900	250,085	26.0%	4
PANDO	2,015	76,800	98,161	22.8%	4
MONTE LIRIO	2,015	123,126	161,341	23.1%	4
MENDRE	2,011	32,525	70,308	29.0%	3
BAITUN	2,013	185,000	440,897	29.9%	3
TABASARA	2,012	79,930	86,973	19.3%	6
BARRO BLANCO	2,019	62,000	39,010	17.0%	6
<u>TERMICOS</u>					
EL GIRAL	2,008	57,400	-4,438	8.1%	11
TERMICA CATIVA	2,008	79,997	27,461	15.2%	5
TERMO COLON	2,009	73,996	133,701	35.5%	3
CB 250a	2,012	450,000	850,362	26.3%	4
CB 250b	2,018	450,000	947,367	28.4%	4
CB 250c	2,021	450,000	956,232	29.0%	3
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	509,571	53.6%	2
PANAPOWER	2,010	60,000	-3,966	8.5%	10

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2008

En resumen, podemos mencionar que el Caso de Demanda Media con carbón presenta un panorama halagüeño para la mayoría de los generadores sean hidro o termoeléctricos, dados los altos costos marginales con que se retornarán las inversiones del sector. Los costos marginales, especialmente en el periodo crítico 2008-2011, presentan valores promedio de 161.92 \$/MWh durante los cuatro años alcanzando su tope en el propio año 2008 con casi los 208 \$/MWh.

En consideración a esta especial situación y la alta factibilidad del caso, se decidió evaluar con prioridad, los posibles y más significativos riesgos que se asocian a estos proyectos y por ende al caso por lo cual se utilizarán los resultados del caso REGMHTCB8, como referencia ante los posibles cambios originados en algunas fuentes de riesgos asociados a los proyectos.



11.1.1 Caso REGMHTCB8A. Atraso de un año al Inicio de Operaciones del Proyecto Chan I

El tamaño y complejidad de implementación del proyecto hidroeléctrico Chan I, con respecto a los aportes de generación que suministrará al sistema a partir del año 2011, caracteriza la posible contratación de la oferta y de sus significativos efectos en la valoración de los costos marginales lo define como un riesgo importante, de no tenerse en operación esta central para el año 2011.

Al igual que otros proyectos hidroeléctricos de magnitud, el proyecto Chan I inició labores de construcción, con la oposición de lugareños, de sectores ambientalistas preocupados por su impacto en una región muy poco intervenida, componentes probables de barreras sociales al proyecto, con posibles impactos en la continuación del programa de implementación. Adicionalmente, como cualquier proyecto de esa magnitud y complejidad, dado lo agreste de la zona se pueden presentar imprevistos naturales que retrasen la construcción. Por consiguiente, se analiza la posibilidad de que todos estos elementos retrasen el inicio de operaciones del proyecto, en por lo menos un año.

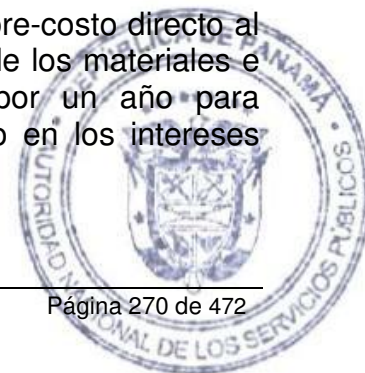
En primera instancia, el atraso de Chan I ante una oferta térmica disponible, tiene efecto inmediato y perceptibles en los costos marginales que el sistema deberá enfrentar durante un periodo de cuatro años, dos antes del atraso. Este incremento de los costos marginales tiene efectos contrarios ante los generadores y al consumidor en general. Por mínimos cambios dada la magnitud de la energía sustituida, en este caso por una fuente térmica. La magnitud e importancia de los cambios se refleja en la el Cuadro N° 11.4.

CUADRO N° 11.4: Diferencial de Costos Marginales ante el Atraso de un Año del Proyecto Hidroeléctrico Chan I (2011)

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB8	REGMHTCB8A	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2009	166.63	166.73	0.1	0.06%
2010	137.84	138.17	0.33	0.23%
2011	133.04	140.29	7.25	5.45%
2012	122.98	124.22	1.24	1.01%

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2008

Se valoró el costo del retraso del proyecto, al considerar un sobre-costo directo al proyecto por un monto global de 10%, por aumentos relativos de los materiales e insumos, mano de obra y servicios auxiliares requeridos por un año para completar el proyecto. Además, hay que considerar el efecto en los intereses durante construcción (IDC) por el año de retraso.



Con el atraso de un año de Chan I, la rentabilidad del proyecto se afectó. Los parámetros de decisión desmejoran con respecto al Caso de referencia, el periodo de recuperación del capital en los flujos de caja requieren de un año adicional, la TIR del Proyecto desciende de 20 a 16 %, y el VPN pasó de 222 a 140 millones.

Con respecto a los fondos del inversionista la TIR pierde aproximadamente 8 puntos porcentuales, pasando de 32 a 24.%, el VPN pasa de 291 a 222 millones de dólares, por el atraso de un año.

Los proyectos térmicos no rentables del Caso, se benefician sólo marginalmente del atraso del proyecto hidroeléctrico Chan I, la rentabilidad de los proyectos El Giral, Térmica Cativá y Panapower, no se incrementan en más de una o dos unidades porcentuales, los VPN se incrementan muy poco. Estos cambios no son significativos para alcanzar los niveles de autosuficiencia financiera.

Desde el punto de vista de los inversionistas el atraso de Chan I mejoró sutilmente los parámetros de aceptación económica y financiera de los proyectos El Giral y Panapower, sin que los mismos superen los límites de aceptación, como en el Caso REGMHTCB8.

El análisis de generación corrobora estas cifras pues son las plantas termoeléctricas existentes en el sistema, a la fecha, las llamadas a despachar el faltante por el atraso de operacional de Chan I, ya que las mismas presentan costos variables menores a las centrales con base en motores.

11.1.2 Caso REGMHTCB8D: Atraso de un año en el inicio de operaciones de Termo Colón

La capacidad del proyecto termoeléctrico Termo Colón (130 MW), al igual que el hecho de que su inicio de operaciones está previsto para el corto plazo, hacen que el atraso en el ingreso al sistema de este ciclo combinado resulte de considerable preponderancia en la valoración de los riesgos asociados a este proyecto, los cuales se reflejarán en el comportamiento operativo del sistema eléctrico nacional.

Como todo proyecto termoeléctrico, existen factores que afectan la consecución del cronograma del proyecto, ya sea por la oposición de los residentes de zonas aledañas a la ubicación del proyecto, la implementación de medidas de mitigación de impacto ambiental, la oposición de grupos ambientalistas y otros factores asociados a la construcción del proyecto, como es el caso de la disponibilidad de materiales (cemento, arena, etcétera) y equipo de construcción. Con respecto a este último punto, podemos mencionar que la disponibilidad de equipo y materiales de construcción está vinculada al crecimiento de la demanda del sector construcción del país, por lo que todos los proyectos en el corto plazo se ven afectados por este fenómeno.



La postergación de la entrada de Termo Colón se refleja en los costos marginales de 2009 y 2010, puesto que bajo esta situación se presentan costos marginales superiores a los experimentados bajo el supuesto del ingreso de este proyecto en la fecha inicial (2009). El Cuadro N° 11.5 presenta los cambios del costo marginal ocasionados por el atraso del proyecto Termo Colón.

CUADRO N° 11.5: Diferencial de costos marginales ante el atraso de un año de Termo Colón

AÑO	COSTOS MARGINALES		DIFERENCIA	
	REGMHTCB8	REGMHTCB8D	Magnitud	Porcentual
2009	166.63	180.30	13.67	7.60%
2010	137.84	142.35	4.51	3.20%

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2008

Bajo el supuesto estudiado, el valor presente neto del proyecto Termo Colón se reduce significativamente en 35 millones, la TIR del proyecto se reduce de 20 a 12%, el límite de aceptación y el periodo de recuperación se incrementa en tres años desde el punto de vista de la autosuficiencia del proyecto.

De acuerdo a los inversionistas Termo Colón reduce significativamente su TIR de 35 a 19 %, una reducción del VPN esperado de 27 millones y el periodo de recuperación del capital se incrementó en cuatro años pasando a seis años.

Estos notables cambios en los flujos financieros del proyecto se derivan de los valores de costo marginal que experimenta el sistema y la generación anual de este proyecto en los primeros años en que opera y a los incrementos de costo directos derivados del atraso. Esto último ocasiona que el proyecto deje de recuperar la inversión en poco tiempo.

En el año de ausencia de Termo Colón, los proyectos termoeléctricos El Giral, Panapower y Térmica Cativá, no advierten mayor impacto favorable en su valor presente neto ni en su periodo de recuperación, en vista que ellos generan similarmente al caso sin atraso de Termo Colón. Nuevamente, son las centrales existentes a la fecha las llamadas a despachar en sustitución de Termo Colón.

11.1.3. Caso REGMHTCB8C: Atraso de un año en el Inicio de Operaciones de la Planta de Carbón CB 250a

La aparición de una planta de carbón de 250 MW de capacidad para el año 2012 en todos los escenarios del Plan de Expansión de Generación del 2008, es considerado como una de mayor factibilidad a resultar beneficiada en la licitación de largo plazo a realizarse a mediados del presente año por las distribuidoras debido a que actualmente figuran entre las alternativas de generación termoeléctricas más competitivas debido a su bajo costo variable.



Handwritten signature or initials.

Por lo indicado en cuanto a la competitividad del carbón se hace necesario plantear los riesgos asociados que pudiesen influir en que no se diera en la fecha programada su incorporación al sistema. Dichos riesgos, el incremento inesperado del precio del carbón, restricciones temporales en el suministro del insumo, problemas derivados por rechazo de la comunidad por distintas situaciones causadas por la percepción de éstos en cuanto a los efectos sobre el ambiente y por ende a la salud.

El cuadro N° 11.6 muestra la diferencia de los costos marginales resultantes del atraso de la planta de carbón. Dicho atraso tiene un efecto importante en el sistema, especialmente para el año indicado ya que provoca el incremento del costo marginal de demanda del sistema en un 10.71 % lo cual es el mismo porcentaje en que se incrementa el costo operativo del sistema para este año. Este aumento del costo operativo se refleja básicamente en mayor aporte de generación del plantel térmico existente para el año en cuestión.

Cuadro N° 11.6 Diferencial de Costos Marginales ante el Atraso de la Planta de Carbón de 250 MW del 2012

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB8	REGMHTCB8C	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2008	207.65	207.78	0.13	0.06%
2009	166.63	166.62	-0.01	-0.01%
2010	137.84	137.87	0.03	0.02%
2011	133.04	134.45	1.41	1.06%
2012	122.98	136.16	13.17	10.71%
2013	109.83	111.70	1.87	1.71%
2014	115.59	115.67	0.08	0.07%
2015	124.22	124.23	0.01	0.01%

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2008

Desde el punto de vista de los análisis de rentabilidad de los proyectos, el atraso de la incorporación de 250 MW de generación a base de carbón al sistema en el año 2012, central CB 250A provoca aumentos significativos del costo marginal entre el año 2011 y el año 2013, lo que resulta en mejores índices de rentabilidad para la mayoría de los proyectos y por ende para sus inversionistas. En especial aquellos que entran a despacho entre el periodo 2010 –2013.

Esta situación es significativamente notoria en el caso de las unidades térmicas que entran al sistema en los años 2008 y 2009. Hacemos referencia específicamente a las plantas térmicas El Giral y Térmica Cativa que aunque presentan una TIR para los inversionistas que no supera el 12%, son beneficiados por el incremento de costo marginal disminuyendo sus pérdidas.



11.1.4. Caso REGMHTCB8L: Sistema Regional sin SIEPAC.

El proyecto SIEPAC significa un incremento en la capacidad de intercambio en la región centroamericana. Su entrada está prevista para el corto plazo, pero dada su importancia para el comportamiento del sistema eléctrico panameño se requiere una revisión de los efectos que tendría su ausencia. El inicio de operaciones del proyecto SIEPAC, abarca riesgos asociados a la naturaleza (sismicidad de la zona, erosión, incendios forestales, tormentas, etcétera), a las actividades humanas de las áreas cercanas al proyecto y a factores técnicos vinculados a esta interconexión eléctrica, por mencionar algunos riesgos.

Bajo el supuesto de la ausencia total del proyecto SIEPAC, se aprecian costos marginales superiores, especialmente en el año donde la interconexión debería estar en operación (2009) y en los dos años siguientes para la situación de ausencia de SIEPAC, como resultado del aumento de la generación de las plantas térmicas en Panamá, puesto que no es posible importar mayor cantidad de energía a través de la interconexión con Costa Rica en estos años en que se presenta el país como importador.

A partir de 2012 y para el resto del horizonte, el caso sin SIEPAC, tiene costos marginales inferiores. La diferencia porcentual llega hasta el 32% (2013). Esta reducción en los costos marginales se origina por la disminución de la generación en Panamá, con lo que se evita despachar las centrales más caras, ocasionado por la limitación de la capacidad de intercambio entre Panamá y Costa Rica. La magnitud e importancia de los cambios se refleja en la el Cuadro N° 11.7.

Se aprecia una reducción en el valor presente neto y la tasa interna de retorno de todos los proyectos contemplados en este Plan de Expansión, sin excepciones, producto de la disminución del reconocimiento de generación, basado en la evolución del costo marginal para el sistema interconectado de Panamá en el periodo 2012-2022.

Esta situación es tan notable que aún los mejores proyectos incluidos en el REGMHTCB8L, reducen significativamente sus tasas de rendimiento con respecto al Caso de referencia REGMHTCB8. Tal es así, que los proyectos hidroeléctricos que se insertan al despacho a partir de 2017, no son proyectos autosuficientes, como son El Alto y Barro Blanco con periodos de recuperación del capital de hasta 8 años. Es así, que un proyecto como Tabasará que era autosuficiente, la ausencia de la interconexión, reduce ostensiblemente su rentabilidad, a efecto de la caída de los costos marginales del sistema.

Con respecto a los proyectos térmicos, los proyectos deficitarios como El Giral, Térmica Cativa y Panapower, incrementan sus pérdidas significativamente, no siendo proyectos autosuficientes financieramente. Además, no deberá causar sorpresa que la propuesta central térmica a carbón en el año 2021, CB 250c, se



convierta en un proyecto no autosuficiente, al ser afectado por la disminución significativa de los costos marginales.

Con respecto a los flujos de los inversionistas, el efecto de palanqueo financiero, permite que todos los proyectos hidroeléctricos insertos en este plan devuelvan retornos positivos y apreciables, en la cual la TIR del inversionista fluctúa entre 15 y 33%, VAN no menores a 6 millones y periodos de recuperación de tres y cuatro años, con un máximo de seis años. Para los inversionistas, con la excepción de los proyectos deficitarios como El Giral, Térmica Cativa y Panapower, los proyectos Térmicos resultan positivos, aunque comparativamente pierden utilidades ante el Caso REGMHTCB8, de las que se destaca la central Termo Colón que por recibir mejores costos marginales en sus primeros tres años de operación resulta con mayor TIR que el caso de referencia.

Por otra parte, se aprecia una disminución del periodo de recuperación de los proyectos en los flujos de caja de los inversionistas a excepción del proyecto hidroeléctrico Barro Blanco y el proyecto termoeléctrico Termo Colón. La situación de los proyectos termoeléctricos El Giral, Térmica Cativá y Panapower, no experimentan una variación lo suficientemente significativa como para mejorar la situación de su rentabilidad.

CUADRO N° 11.7: Diferencial de costos marginales ante la ausencia del proyecto SIEPAC

AÑO	COSTOS MARGINALES		DIFERENCIA	
	REGMHTCB8	REGMHTCB8L	Magnitud	Porcentual
2008	207.65	207.65	0.00	0.00%
2009	166.63	170.50	3.87	2.32%
2010	137.84	157.80	19.96	14.48%
2011	133.04	139.37	6.32	4.75%
2012	122.98	99.04	-23.94	-19.47%
2013	109.83	74.69	-35.14	-32.00%
2014	115.59	89.66	-25.94	-22.44%
2015	124.22	108.67	-15.55	-12.52%
2016	128.74	116.84	-11.89	-9.24%
2017	130.44	124.74	-5.70	-4.37%
2018	124.35	97.45	-26.89	-21.63%
2019	135.49	110.95	-24.54	-18.11%
2020	146.97	130.99	-15.97	-10.87%
2021	137.65	107.65	-30.00	-21.80%
2022	145.93	113.92	-32.01	-21.94%

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2008

11.1.5. Caso REGMHTCB8M: Aumento de Costos en los Combustibles.

Para considerar la incertidumbre del nivel general de precios de los combustibles utilizados en la generación eléctrica en el futuro, se analizó el Plan de Expansión por medio de un aumento general de 10% en el nivel de costos de los



combustibles suministrados por la COPE³⁷; buscando determinar el efecto inmediato y perceptible en los costos marginales que el sistema asumiría.

La magnitud e importancia de los cambios en los costos marginales se refleja en el Cuadro N° 11.8. Como se puede observar, durante los dos primeros años se da el mayor impacto en los costos marginales, principalmente debido a que, el plan contempla una fuerte influencia de plantas térmicas.

Cuadro N° 11.8: Diferencial de costos marginales ante un escenario de aumento en la proyección de precios de los combustibles.

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB8	REGMHTCB8M	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2008	207.65	222.43	14.78	7.12%
2009	166.63	178.02	11.39	6.83%
2010	137.84	143.25	5.41	3.93%
2011	133.04	138.71	5.66	4.26%
2012	122.98	128.31	5.32	4.33%
2013	109.83	115.77	5.94	5.41%
2014	115.59	121.45	5.86	5.07%
2015	124.22	129.57	5.35	4.31%
2016	128.74	133.58	4.85	3.76%
2017	130.44	130.38	-0.06	-0.05%
2018	124.35	130.58	6.23	5.01%
2019	135.49	142.06	6.57	4.85%
2020	146.97	155.79	8.83	6.00%
2021	137.65	145.90	8.25	5.99%
2022	145.93	154.24	8.31	5.70%

Fuente: ETESA Plan de Expansión del 2008

En cuanto a la medición de la rentabilidad de los proyectos, desde el punto de vista de la autosuficiencia de los proyectos, el aumento en el costo de los combustibles impacta en los costos marginales favoreciendo los ingresos de todos los proyectos hidroeléctricos y de la mayoría de los proyectos térmicos, con la excepción de los proyectos deficitarios, El Giral, Térmica Cativa y Panapower.

Todos los proyectos hidroeléctricos continúan siendo rentables, sus tasas internas de retorno y sus valores presentes netos siguen siendo muy similares a los obtenidos en el caso sin aumento en los combustibles

Desde el punto de vista de los flujos de caja de los inversionistas las tasas internas de retorno de todos los proyectos hidroeléctricos mejoraron

³⁷ Precios utilizados de acuerdo a la COPE. Ver Capítulo 8: Pronósticos de precios de los combustibles



marginalmente. En el sector de los proyectos térmicos los flujos de caja de los inversionistas de los proyectos de carbón y de Termo Colón son aceptables con mermas de rendimiento con respecto al caso de referencia. Este aumento en el costo marginal, reflejado sobre la rentabilidad de los proyectos de expansión térmicos, provoca tasas internas de retorno de 26.1 % en promedio, aunque sus costos operativos se hayan incrementado significativamente. Sin embargo, la situación de los proyectos El Giral, Térmica Cativá y Panapower, se hace más difícil, mermando aún más sus flujos de caja.

11.1.6. Caso REGMHTCB8K: Escenario de crecimiento de demanda baja.

La reducción en la tasa de crecimiento de la demanda es un fenómeno que repercute en las condiciones operativas del sistema generadas con el Plan de Expansión del caso REGMHTCB8. La posibilidad de una desaceleración del crecimiento de la economía panameña, la futura situación política del país, los cambios tecnológicos (utilización de equipos con consumos más eficientes) y los cambios en los hábitos de consumo, con su consecuente reducción en el consumo de energía eléctrica, promueve una disminución de la energía eléctrica generada, lo que se traduce en un decremento del costo marginal del sistema panameño.

Con un crecimiento menor de la demanda se generan costos marginales decrecientes, para todo el horizonte hasta llegar a una diferencia porcentual de 19.23% en 2022, lo que se debe a la situación de sobre-instalación de generación que se presenta en el sistema con respecto a las variaciones de la demanda, consideradas en esta suposición. En el cuadro N° 11.9, se presentan los costos marginales de esta sensibilidad comparados contra el caso base REGMHTCB8.



CUADRO Nº 11.9: Diferencial de costos marginales ante un escenario de crecimiento de demanda bajo.

AÑO	COSTOS MARGINALES		DIFERENCIA	
	REGMHTCB8	REGMHTCB8K	Magnitud	Porcentual
2008	207.65	208.29	0.64	0.31%
2009	166.63	166.71	0.08	0.05%
2010	137.84	137.64	-0.20	-0.15%
2011	133.04	132.43	-0.61	-0.46%
2012	122.98	121.18	-1.80	-1.46%
2013	109.83	106.40	-3.43	-3.12%
2014	115.59	111.60	-4.00	-3.46%
2015	124.22	119.50	-4.73	-3.81%
2016	128.74	123.69	-5.04	-3.92%
2017	130.44	124.96	-5.49	-4.21%
2018	124.35	113.79	-10.56	-8.49%
2019	135.49	125.06	-10.43	-7.70%
2020	146.97	133.69	-13.28	-9.04%
2021	137.65	114.20	-23.45	-17.04%
2022	145.93	117.87	-28.06	-19.23%

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2008

Esta situación se traduce en una merma del valor presente neto de todos los proyectos, hidroeléctricos y térmicos, así como de la tasa interna de retorno, especialmente en el caso de los proyectos termoeléctricos. Esta disminución de rendimiento se manifiesta en la autosuficiencia de los últimos dos proyectos hidroeléctricos que se insertan en el Plan Hidrotérmico con carbón, El Alto y Barro Blanco, al igual que los proyectos termoeléctricos deficitarios El Giral, Térmica Cativá y Panapower.

Desde el punto de vista de los inversionistas todos los proyectos hidroeléctricos superan criterios de decisión económica, aunque en menor grado que el caso de referencia. Lo mismo sucede con los proyectos térmicos, en los cuales los proyectos deficitarios no califican.

Los resultados de los análisis de riesgo realizados se encuentran detallados en el Anexo 19.



Capítulo 12: Conclusiones

Básicamente para todos los escenarios considerados se mantiene el mismo Plan de Expansión hasta el año 2013, con la excepción del Caso REGMHTTLA8, que introduce la tecnología eólica en los años 2012 y 2013. Esta inflexibilidad en la optimización del plantel de expansión es forzada por la realidad del sistema, de la incorporación de los proyectos en vías de construcción y de las recientes expectativas con respecto a las licitaciones de suministro de potencia y energía.

Del análisis de los tres de planes de expansión, se destaca la similitud entre el REGMHTCB8 y el REGMHTGDC8, los cuales incorporan los mismos proyectos. Por lo tanto la expansión de la capacidad para ambos planes presenta una relación hidro-térmica de 41-59%. La diferencia entre un plan y otro reside específicamente en que el REGMHTGDC8, incorpora Gas Natural a partir del año 2015, por lo cual la expansión de la capacidad térmica es en base a este combustible y al cambio de la entrada en operación de algunos proyectos hidroeléctricos con respecto al Caso con carbón, lo que explica la diferencia sobre los costos de inversión y de operación.

El plan REGMHTTLA8, instala igual capacidad térmica que los anteriores, pero al incorporar dos plantas eólicas las cuales representan el 11% de la nueva capacidad total, se disminuye a 31% la participación hidroeléctrica con respecto a los otros dos planes. La incorporación de la tecnología eólica, en cumplimiento de la solicitud de la COPE, de diversificar las fuentes de suministro, significó que la participación de los recursos renovables y locales alcanzara el 42%; siendo este plan, el que mayor porcentaje de estos recursos incorpora. Cabe destacar que este plan es el que requiere de mayor capacidad instalada para cumplir con los criterios de confiabilidad establecidos.

Con respecto a los costos totales de los planes el que menor costo presentó fue el caso REGMHTTLA8, el cual incorpora todas las alternativas. Es de destacar que es el plan de menor costo, debido al que incluye como insumos el gas natural en conjunto con la fuerza del viento, un recurso renovable los cuales sustituyen completamente a las plantas térmicas convencionales cuyas eficiencias o costos no resultan competitivas.

Sin embargo, el caso REGMHTTLA8 es el que presenta los mayores costos de inversión. La diferencia porcentual en su inversión con respecto del plan REGMHTGDC8 es de 5.1% por encima de los costos y 2.8% por encima de aplicar el plan REGMHTCB8.

El plan que presenta los menores costos de inversión es el plan REGMHTGDC8, inclusive su costo de operación y de déficit está por debajo de los costos de aplicar la tecnología solamente con carbón (REGMHTCB8).



En los planes basados en la disponibilidad de tecnologías con gas natural y de carbón, se observa cómo las plantas de carbón son desplazadas por las de gas debido al diferencial de costos entre estos combustibles. Como consecuencia, en los casos REGMHTGDC8 Y REGMHTTLA, no se observa la incursión de una planta que use carbón en el sistema después del año 2015 cuando el gas es disponible.

La concreción de estos dos escenarios de expansión, está condicionada a la entrada en operación comercial del gasoducto Cartagena – Panamá, en el año 2015, con lo cual se agrega un alto factor de incertidumbre al cumplimiento de los mismos. Por lo que en el corto y mediano plazo se ve con mayor probabilidad de ejecución el escenario de expansión con carbón, REGMHTCB8, aunque, de los tres planes analizados sea el de mayor costo total.

Por consiguiente, se analizaron sensibilidades para el caso REGMHTCB8, correspondientes a diversos factores que pueden alterar el cumplimiento o la obtención de los objetivos del mismo. Las sensibilidades planteadas son aquellas consideradas de mayor importancia como es el atraso en la entrada de proyectos de magnitud, como: Chan I, Termo Colón, la planta de carbón 250 MW en 2012; del atraso combinado de Bonyic y Gualaca en el 2011 y Bajo Mina para el año 2012. Con el fin de analizar no sólo el periodo crítico, se analizó la posibilidad de exclusión total de la central CB 250-A con base al carbón del Plan REGMHTCB8. Dada su importancia se analizó también el impacto de un posible incremento de la demanda, durante todo el periodo.

A partir del año 2012, el sistema interconectado nacional se presenta para los tres escenarios de expansión como un exportador natural. Se puede observar que dependiendo de la sensibilidad analizada, las exportaciones e importaciones pueden variar un poco, sin embargo, este comportamiento se mantiene para todos ellos.

Cabe destacar que la expansión de la capacidad se analizó en el ámbito regional, usando un estudio de intercambios con los países centroamericanos, en el cual se utilizan 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 como se presentaron en el documento.

Como un resultado general se observa que la sensibilidad que tiene un costo total menor es aquella en la que se atrasa un año la planta de carbón de 250 MW, REGMHTCB8C, programada para entrar en el 2012. En cambio la sensibilidad que representa el mayor costo total es la REGAHTCB8A, en la cual se analiza el plan de generación que corresponde a la demanda media para el caso REGMHTCB8, con un incremento de demanda similar al escenario de demanda alta.



Con respecto a los análisis de sensibilidad que consideran los atrasos en la entrada de operación de proyectos esenciales para el cumplimiento del plan, se observa que si el proyecto Chan I no pueda entrar en la fecha indicada, resulta ser más costoso para el sistema que cualquiera de las otras condiciones de atraso analizadas. Dicho atraso representaría un aumento en el costo total del plan en un 0.8% por encima del costo del caso REGMHTCB8. Sin embargo, es importante mencionar que la sensibilidad de demanda alta resultó ser más costoso que el atraso de Chan I.

Es necesario hacer notar que aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como se ha observado, le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y le permite exportar excedentes importantes desde el año 2011 al horizonte del estudio. 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.

Con respecto a los riesgos que se enfrentan los proyectos incorporados en los planes de expansión analizados, fueron evaluados por medio de la comparación de los análisis de rentabilidad de los proyectos ante diversos eventos en el escenario de expansión hidrotérmico con carbón. Entre los cuales se contempla el atraso de proyectos como Chan I, la central térmica Termo Colón, la central a Carbón CB 250 –A, el incremento general de 10% en los precios de los combustibles y la caída de la demanda.

Para efectos de comparación y referencia se analizaron los resultados de la rentabilidad del Plan REGMHTCB8, en la cual todos los proyectos hidroeléctricos superan los criterios de aceptación, teniendo los más bajos valores los proyectos El Alto y Barro Blanco, los cuales se incorporan al despacho en los años 2017 y 2019 respectivamente, donde la generación se retribuye con una proyección de costos marginales bajos. Muy por el contrario, sólo Termo Colón y los proyectos termoeléctricos en expansión basados en carbón son rentables. Los proyectos El Giral, Térmica Cativá y Panapower, en base a motores no satisfacen los criterios de aceptación de ninguno de los tres análisis de rentabilidad realizados.

Al evaluar los efectos de atrasos en el inicio de operaciones de los proyectos Chan I, Termo Colón y la planta de carbón de 250 MW, en la rentabilidad de los proyectos incorporados al plan, se aprecian los efectos en los costos marginales del año en que debieron entrar los proyectos mencionados, así como durante uno o dos años después de su efectiva entrada al sistema. En los casos que consideran estos atrasos, se verifica una mejora marginal de los flujos de caja deficitarios de los proyectos termoeléctricos El Giral, Térmica Cativá y Panapower, pero no suficientes para superar los criterios de decisión económica.



Entretanto, se observa que el atraso en la incorporación de Chan I representa una disminución en los flujos de caja de este proyecto hidroeléctrico, pero no de gran impacto para variar la decisión de inversión. Por otra parte, con el atraso en el ingreso del proyecto Termo Colón, también se aprecia una disminución en los flujos de caja de este proyecto, así como un incremento de tres a cuatro años su periodo de recuperación del capital invertido, aunque mantiene la capacidad de retorno de la inversión.

Al considerar el macro-escenario regional sin la incorporación del proyecto SIEPAC, se percibe una reducción progresiva de los costos marginales de Panamá en el periodo 2012-2022, al evitar despachar las centrales más caras lo que ocasiona una disminución de los flujos de caja de todos los proyectos y, por ende, en el valor presente neto de la mayoría de los proyectos de expansión contemplados en el caso REGMHTCB8. Asimismo, se percibe un costo marginal alto para el sistema durante el periodo 2008-2011, como resultado del despacho de centrales térmicas caras en ausencia de la energía importada. Bajo este supuesto, de ausencia de SIEPAC se origina una reducción en el periodo de recuperación de todos los proyectos, sin excepción.

Con la evaluación basada en el supuesto de una tasa de crecimiento mayor en la proyección de los precios de los combustibles considerados en el caso REGMHTCB8, se observó un incremento en los costos marginales de Panamá, lo cual elevó la rentabilidad de algunos proyectos térmicos, con menores costos variables. Sin embargo, no fue suficiente para lograr que los proyectos térmicos El Giral, Térmica Cativá y Panapower alcanzaran valores marginalmente aceptables.

Partiendo del supuesto de un escenario de crecimiento de la demanda bajo, se obtuvo una reducción progresiva de los costos marginales en comparación con los del caso REGMHTCB8. Dada la situación de sobre-equipamiento que se presenta en el sistema con respecto a una demanda más baja de la prevista. Esto representa una merma en el valor presente neto y la tasa interna de retorno de los proyectos termoeléctricos, ya que no son llamados a generar en el despacho en igual medida que para el caso REGMHTCB8.



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 2008 - 2022 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 2008. La distribución de cargas por barra se realizó en base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2007.

Para el período 2008 – 2011 se incluyeron los proyectos de generación que actualmente se consideran los que tienen mayor certeza de entrada en operación, tales como los proyectos hidroeléctricos Concepción, Paso Ancho, Algarrobos, Changuinola 75 y proyectos térmicos tales como El Giral, Cativá, Termocolón y BLM Carbón (conversión de tecnología de las unidades No, 2, 3 y 4 de BLM a carbón).



Para el horizonte 2012 – 2022 se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en abril de 2008.

Igualmente, se consideran los proyectos hidroeléctricos que obtuvieron contratos en la última licitación realizada en septiembre de 2008 por las empresas generadoras y que entrarían en operación en el período 2011 – 2013. Entre estas tenemos a los proyectos Gualaca, Lorena, Prudencia, Pando, Monte Lirio y El Alto.

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 2007, aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No. 1256-Elec del 30 de octubre de 2007 y los que ETESA ha identificado como prioritarios.

Se modela el sistema eléctrico con un total de más 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 2008 a 2011.

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.



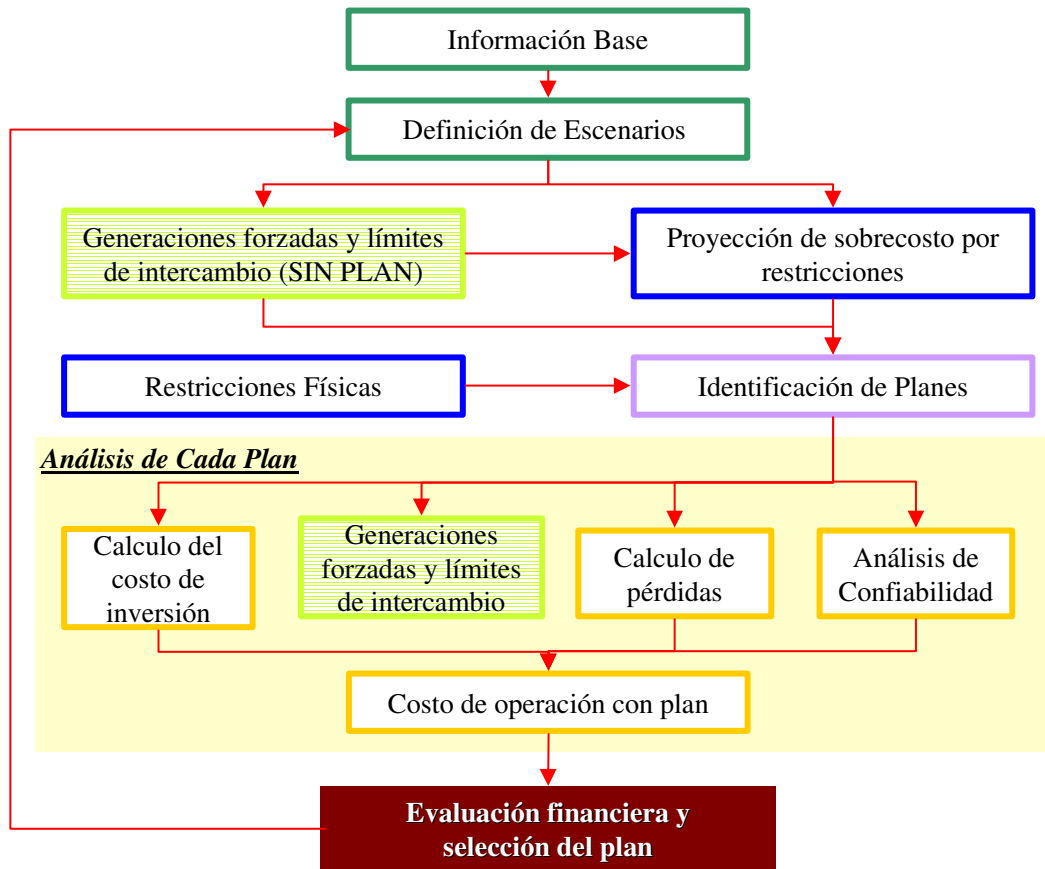


Figura 1.1 Flujograma del Análisis de Largo Plazo

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. 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 2008) 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 2008-2011) 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
- L. T. Santa Rita – Panamá II 115 KV y ampliaciones en ambas subestaciones
- L. T. Guasquitas – Changuinola 230 KV (adición segundo circuito) y ampliaciones en subestaciones
- Adquisición de nave 3 de S/E Fortuna
- Refuerzo S/E Las Guías 230 KV
- Banco de Capacitores de 120 MVAR en S/E Panamá II 115 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 (2012 – 2021), 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 la siguiente compensación de potencia reactiva capacitiva:
 - Año 2012: se necesita la adición de un banco de 90 MVAR (3x30 MVAR) en la Subestación Llano Sánchez 115 KV
 - Año 2016: se necesita la adición de un banco de capacitores de 60 MVAR en el patio de 115 KV de la S/E Panamá 115 KV
- Refuerzo S/E Panamá Etapa 1: es necesario que el circuito Antón – Panamá II (anteriormente Llano Sánchez – Panamá II) entre en la subestación Panamá, quedando así un circuito Llano Sánchez-Antón – Panamá - Panamá II 230 KV y un circuito Llano Sánchez – Panamá II, para el año 2012.



de

- Refuerzo Fortuna – Guasquitas 230 KV: es necesario reforzar en sistema de transmisión entre las subestaciones Fortuna y Guasquitas mediante la adición de un nuevo circuito sencillo 230 KV entre estas dos subestaciones, para el año 2012.
- Refuerzo Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV Etapa 1: es necesario reforzar el sistema de transmisión mediante al construcción de una nueva línea de transmisión Guasquitas – Llano Sánchez –Panamá II 230 KV, doble circuito, montando inicialmente un circuito, para el año 2013.
- Refuerzo S/E Antón y Panamá Etapa 2: es necesario que el circuito Llano Sánchez – Panamá II existente entre en las subestaciones Antón y Panamá, quedando así un doble circuito Llano Sánchez - Antón – Panamá - Panamá II 230 KV, para el año 2016.
- Refuerzo Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV Etapa 2: es necesario adicionar el segundo circuito de esta línea de transmisión, para el año 2016.
- Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV: es necesario energizar en 230 KV la esta línea (operada inicialmente en 115 KV), para el año 2018.
- Adición de Transformador T4 230/115 KV en Subestación Panamá: debido al incremento de carga del área metropolitano y la necesidad de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 ante la perdida del transformador T3 de esta subestación, es necesario adicionar un cuarto transformador T4 230/115 KV, 210/280/350 MVA en esta subestación para mediados del año 2012.
- Adición de Transformador T3 230/115 KV en Subestación Panamá II: debido al incremento de carga del área metropolitano y la necesidad de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 ante la perdida de uno de los transformadores T1 o T2 de esta subestación, es necesario adicionar un tercer transformador T3 230/115 KV, 105/140/175 MVA en esta subestación para inicios del año 2016.

1.8 CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- El sistema actual, año 2008, 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 todos lo casos analizados la generación propuesta permite el adecuado abastecimiento de la demanda en el período 2008-2022.
- En general, para los tres 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 2011, año en el cuál comienzan a aparecer proyectos de conexión de generadores.



- De acuerdo con el resultado obtenido mediante el modelo energético SDDP, 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 adecuada, de mínimo costo y con valores de déficit muy bajos, compatibles con las inversiones en el sistema de transmisión. El costo de la generación se afecta principalmente por los costos de combustibles y no por la falta de transmisión. Para todos los escenarios el costo marginal del sistema inicia con un valor promedio de 200 USD/MW-h, el cuál se reduce y al final del período llega al rango entre 100 y 150 USD/MW-h.
- Es importante destacar que actualmente se está atravesando por un incremento generalizado en los costos del petróleo, lo que afecta el costo de los combustibles y a su vez incrementa de manera importante el costo operativo de un sistema donde la generación térmica tiene un componente importante.
- Adicionalmente, para este plan el costo del déficit es de 1200 USD/MWh, independientemente del porcentaje de racionamiento esperado, siendo que en el plan anterior ese costo era de 350 USD/MWh. Por lo anterior, cualquier racionamiento evitado tiene un peso relevante en los beneficios de cada proyecto que lo elimine.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenarios 1, 2 y 3 en los cuáles aparecen los generadores Mendre, Pedregalito, Changuinola 75, El Sindigo, Bonyic, Gualaca, Bajo de Mina, Lorena, Pando, El Alto, Prudencia y Monte Lirio, Baitun, etc., se recomienda reforzar el sistema de transmisión mediante un nuevo doble circuito Guasquitas - Llano Sánchez - Panamá II. Los beneficios logrados por éstos refuerzos son muy sensibles a la composición de la generación hidráulica, siendo que en caso de no darse el desarrollo de estos proyectos la relación Beneficio-Costo se vería afectada.
- 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.

1.9 RECOMENDACIONES

Año 2008:

- Terminar la construcción de la línea de transmisión Fortuna – Changuinola 230 KV y la Subestación Changuinola.
- Implementar el refuerzo de la línea subterránea Panamá - Cáceres a 115 KV.



Año 2011:

- Reforzar el sistema de transmisión con la línea Changuinola - 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 sobre 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 230 KV (operado en 115 KV) y un tramo de línea desde el Río Chagres – Santa Rita 115 KV, además de la ampliación en 115 KV de las Subestaciones Santa Rita y Panamá II
- Instalación de un Banco de Capacitores de 120 MVAR en la Subestación Panamá II 115 KV.
- Refuerzo S/E Las Guías.

Año 2012:

- Refuerzo S/E Panamá Etapa 1
- Refuerzo L.T. Fortuna – Guasquitas 230 KV
- Instalación del transformador T4 de 230/115 KV, 210/280/350 MVA de la subestación Panamá.
- Instalación de Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 115 KV.

Año 2013:

- Refuerzo L.T. Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (un circuito inicialmente)

Año 2016:

- Refuerzo Subestaciones Antón y Panamá 230 KV Etapa 2
- Adición del segundo circuito en la línea de transmisión Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV
- Instalación del transformador T3 de 230/115 KV, 105/140/175 MVA de la subestación Panamá II
- Adición de Banco de Capacitores de 60 MVAR adicionales en S/E Panamá 115 KV.

Año 2018:

- Energizar en 230 KV la línea de transmisión anta Rita – Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV).

En la Tabla 1.1 se resumen los proyectos propuestos en el plan de expansión 2008 – 2022.

En el Anexo No. 1 se presenta el plan de inversiones y las fechas de los proyectos propuestos en las cuales las fechas de entrada de los proyectos obedecen a un



cronograma que considera tiempos de aprobación, estudios adicionales y tiempos de construcción.

Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema Principal		
Sistema de Transmisión a Bocas del Toro	2008	24,941
Segundo circuito 115 KV Panamá – Cáceres (subterráneo) y ampliaciones	2008	2,542
Nave 3 S/E Fortuna 230 KV	2009	1,500
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2011	15,847
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2011	8,676
Refuerzo S/E Las Guías 230 KV	2011	3,328
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2011	3,555
Sistema de Comunicaciones	2011	1,518
Refuerzo S/E Panamá Etapa 1	2012	5,511
Refuerzo Fortuna - Guasquitas 230 KV	2012	5,578
Adición Transformador T4 S/E Panamá	2012	8,082
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	2,667
Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2013	94,230
Refuerzo S/E Antón y Panamá 230 KV Etapa 2	2016	9,938
Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 2	2016	39,090
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2016	7,382
Banco de Capacitores 60 MVAR S/E Panamá	2016	1,778
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2018	18,368
Plan de Reposición		
Protecciones	2009-2011	1,966
Subestaciones	2008-2011	2,259
Reemplazo T2 S/E Mata de Nance	2012	3,308
Reemplazo T3 Panamá	2016	4,629
Plan Estratégico		
Ampliación S/E Caldera 115/34.5 KV	2009	3,845
S/E Concepción 230/34.5 KV	2010	8,100
Plan de Planta General		
	2010-2013	18,393
Sistema de Conexión		
	2010-2016	26,917

Tabla 1.1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2008 – 2022

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.

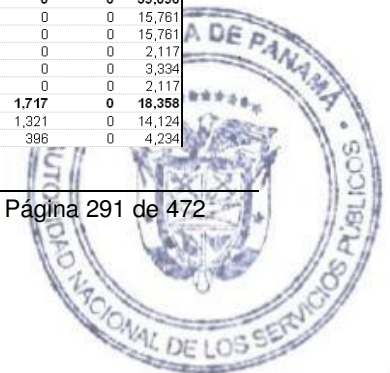


Handwritten signature or initials.



**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B./.)**

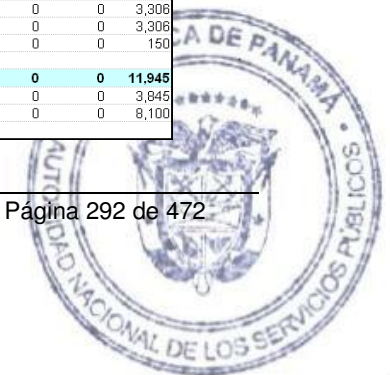
	DESCRIPCIÓN	hasta 2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
1	TOTAL	13,227	18,455	19,156	37,125	71,821	72,621	16,499	12,104	31,790	28,523	6,388	14,429	1,717	0	343,855
2																
3	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO	12,276	15,501	2,766	12,480	17,012	365	0	0	0	0	0	0	0	0	60,400
4	AMPLIACIONES MAYORES	12,276	15,501	2,766	12,480	17,012	365	0	0	0	0	0	0	0	0	60,400
5	SISTEMA DE TRANSMISIÓN BOCAS DEL TORO	10,642	14,299	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,941
6	L/T 230 KV FORTUNA - CHANGUINOLA - FRONTERA	8,157	10,685	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,842
7	S/E CHANGUINOLA 230 KV	2,485	3,614	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,099
8	SISTEMA DE TRANSMISIÓN PANAMÁ - CÁCERES	1,634	908	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,542
9	L/T 115 KV PANAMÁ - CÁCERES	709	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	741
10	ADICIÓN INTERRUPTORES PANAMÁ Y CÁCERES	925	876	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,801
11	NAVE 3 S/E FORTUNA	0	0	1,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,500
12	REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 115 KV	0	285	971	5,857	8,734	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,847
13	LINEA SANTA RITA - PANAMA II 230 KV (CHAG - PMA II, OP. 115 KV)	0	216	366	2,868	3,988	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,448
14	LINEA SANTA RITA - CÁCERES 115 KV (CHAG. - S.RITA)	0	51	316	1,520	1,682	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,569
15	ADICIÓN S/E SANTA RITA 115 KV	0	12	184	934	1,942	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,072
16	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	0	7	105	535	1,112	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,759
17	REFUERZO GUASQUITAS - FORTUNA - CHANGUINOLA	0	8	295	2,841	5,532	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,676
18	L/T GUASQ. - FORT. - CHANG. ADICION 2do CTO. 230 KV	0	8	139	1,465	2,831	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,443
19	ADICIÓN S/E CHANGUINOLA 230 KV	0	0	78	688	1,350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,117
20	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	0	0	78	688	1,350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,117
21	REFUERZO LAS GUIAS	0	0	0	2,570	768	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,338
22	BANCO CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	0	0	0	1,212	1,978	365	0	0	0	0	0	0	0	0	3,555
23																
24	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	0	0	8	6,772	40,662	65,766	15,364	8,887	27,674	24,855	6,388	14,429	1,717	0	212,522
25	LINEAS Y SUBESTACIONES	0	0	4	6,614	37,481	58,603	15,074	5,792	22,491	24,019	6,388	14,429	1,717	0	192,614
26	REFUERZO PANAMA ETAPA 1	0	0	0	19	683	4,306	503	0	0	0	0	0	0	0	5,511
27	L/T SUBT. PANAMA DOBLE CTO. (SECCIONA ANTON - PAN II 230 KV)	0	0	0	3	249	1,725	199	0	0	0	0	0	0	0	2,177
28	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	0	0	0	16	433	2,581	304	0	0	0	0	0	0	0	3,334
29	REFUERZO FORTUNA - GUASQUITAS	0	0	0	163	1,070	3,856	490	0	0	0	0	0	0	0	5,578
30	L/T GUASQUITAS - FORTUNA 1 CTO. 230 KV	0	0	0	147	741	1,170	188	0	0	0	0	0	0	0	2,244
31	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	0	0	0	10	209	1,705	193	0	0	0	0	0	0	0	2,117
32	ADICIÓN S/E FORTUNA 230 KV	0	0	0	6	120	980	111	0	0	0	0	0	0	0	1,217
33	REFUERZO GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 1	0	0	0	6,274	32,548	43,225	12,183	0	0	0	0	0	0	0	94,230
34	L/T GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL	0	0	0	2,925	15,143	20,067	5,646	0	0	0	0	0	0	0	43,781
35	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL	0	0	0	2,925	15,143	20,067	5,646	0	0	0	0	0	0	0	43,781
35	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	0	0	0	77	413	564	163	0	0	0	0	0	0	0	1,217
36	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	0	0	0	212	1,131	1,546	445	0	0	0	0	0	0	0	3,334
37	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	0	0	0	135	718	981	283	0	0	0	0	0	0	0	2,117
38	REFUERZO S/E ANTON Y PANAMA ETAPA 2	0	0	0	0	0	0	0	59	1,407	7,582	892	0	0	0	9,938
39	L/T ANTON 230 KV (SEC. LLS - PAN II 203 KV)	0	0	0	0	0	0	0	20	174	0	0	0	0	0	194
40	L/T PANAMA 230 KV SUBTERRANEA (SEC. LLS - PAN II 230 KV)	0	0	0	0	0	0	0	3	249	1,725	199	0	0	0	2,177
41	ADICIÓN S/E ANTON 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	15	433	2,579	307	0	0	0	3,334
42	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	20	550	3,277	386	0	0	0	4,234
43	REFUERZO GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 2	0	0	0	0	0	53	1,610	2,639	15,902	15,515	3,371	0	0	0	39,090
44	L/T GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ DOBLE CTO. AD. 2do CTO.	0	0	0	0	0	18	728	1,016	6,323	6,347	1,329	0	0	0	15,761
45	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. AD. 2do CTO.	0	0	0	0	0	18	728	1,016	6,323	6,347	1,329	0	0	0	15,761
45	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	0	0	0	0	0	5	43	170	911	789	199	0	0	0	2,117
46	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	0	0	0	0	0	7	68	267	1,434	1,243	315	0	0	0	3,334
47	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	0	0	0	0	0	5	43	170	911	789	199	0	0	0	2,117
48	REFUERZO SANTA RITA 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	87	2,125	14,429	1,717	0	18,358
49	ADICIÓN S/E SANTA RITA 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67	1,635	11,101	1,321	0	14,124
50	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	490	3,328	386	0	4,234



Handwritten signature or initials.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B./.)

	DESCRIPCIÓN	hasta 2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
51	TRANSFORMADORES	0	0	4	109	2,290	5,679	35	2,494	4,179	674	0	0	0	0	15,464
52	T4 S/E PANAMA	0	0	4	109	2,290	5,679	0	0	0	0	0	0	0	0	8,082
53	T3 S/E PANAMA II	0	0	0	0	0	0	35	2,494	4,179	674	0	0	0	0	7,382
54	CAPACITORES	0	0	0	49	891	1,484	254	601	1,004	162	0	0	0	0	4,444
55	ADICION 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	0	0	0	49	891	1,484	243	0	0	0	0	0	0	0	2,867
56	ADICION 60 MVAR S/E PANAMA	0	0	0	0	0	0	11	601	1,004	162	0	0	0	0	1,778
57																
58	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES	0	0	1,518	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,518
59	MIGRACIÓN VHF A UHF	0	0	1,518	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,518
60																
61	PLAN DE REPOSICIÓN	873	1,470	477	1,739	1,445	1,527	0	1,441	1,050	2,138	0	0	0	0	12,160
62	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO	873	1,470	477	710	695	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,225
63	PROTECCIONES	510	1,158	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,966
64	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA I	424	63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	487
65	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	86	1,095	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,479
66	SUBESTACIONES	363	312	179	710	695	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,259
67	REEMPLAZO TRANSF. SERVICIOS AUXILIARES S/E LLANO SANCHEZ	0	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60
68	REP. PARCIAL INT. 115 KV S/E CALDERA	0	144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	144
69	REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	363	108	179	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	665
70	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA	0	0	0	695	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	695
71	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE	0	0	0	0	695	0	0	0	0	0	0	0	0	0	695
72	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	0	0	0	1,029	750	1,527	0	1,441	1,050	2,138	0	0	0	0	7,935
73	SUBESTACIONES	0	0	0	1,029	750	1,527	0	1,441	1,050	2,138	0	0	0	0	7,935
74	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE	0	0	0	1,029	750	1,527	0	0	0	0	0	0	0	0	3,306
75	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	0	0	0	0	0	0	0	1,441	1,050	2,138	0	0	0	0	4,629
76																
77	PLAN DE PLANTA GENERAL	78	894	6,405	7,471	2,160	593	792	0	0	0	0	0	0	0	18,393
78	ADQUISICIÓN EQUIPO MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES	78	0	121	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	497
79	AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN SUBESTACIONES	0	0	171	36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	207
80	EDIFICIO-ETESA	0	100	3,800	5,100	1,700	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,700
81	EQUIPO DE INFORMÁTICA	0	0	1,755	1,425	285	340	420	0	0	0	0	0	0	0	4,225
82	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	0	794	558	612	175	253	372	0	0	0	0	0	0	0	2,764
83																
84	SISTEMA DE CONEXIÓN	0	0	772	4,518	10,542	4,370	343	1,776	3,066	1,530	0	0	0	0	26,917
85	NUEVA S/E LAS GUIAS 230 KV	0	0	760	2,569	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,329
86	NUEVA S/E ANTON 230 KV	0	0	0	0	3,329	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,329
87	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ	0	0	8	1,866	4,695	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,569
88	ADICION T3 S/E CHORRERA	0	0	4	83	1,749	4,323	0	0	0	0	0	0	0	0	6,159
89	REEMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E MATA DE NANCE	0	0	0	0	176	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176
90	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E LLANO SANCHEZ	0	0	0	0	417	0	0	0	0	0	0	0	0	0	417
91	REEMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E LLANO SANCHEZ	0	0	0	0	176	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176
92	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SANCHEZ	0	0	0	0	0	0	240	1,536	1,530	0	0	0	0	0	3,306
93	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA	0	0	0	0	0	0	0	240	1,536	1,530	0	0	0	0	3,306
94	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	0	0	0	0	0	47	103	0	0	0	0	0	0	0	150
95																
96	PLAN ESTRATÉGICO	0	590	7,210	4,145	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,945
97	AMPLIACIÓN S/E CALDERA 115/34.5 KV	0	240	3,605	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,845
98	S/E CONCEPCIÓN 230/34.5 KV	0	350	3,605	4,145	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,100



Handwritten signature or initials.

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B./.)**

1	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación		Nueva Fecha Plan 2008	TOTAL
		Aprobada Plan 2007	Observación		
2	TOTAL				274,440
3	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO				60,400
4	AMPLIACIONES MAYORES				60,400
5	SISTEMA DE TRANSMISIÓN BOCAS DEL TORO				24,941
6	L/T 230 KV FORTUNA - CHANGUINOLA - FRONTERA	30/06/2008	Cambio de fecha	15/12/2008	18,842
7	S/E CHANGUINOLA 230 KV	30/06/2008	Cambio de fecha	15/12/2008	6,099
8	SISTEMA DE TRANSMISIÓN PANAMÁ - CÁCERES				2,542
9	L/T 115 KV PANAMÁ - CÁCERES	04/01/2008	Cambio de fecha	15/12/2008	741
10	ADICIÓN INTERRUPTORES PANAMÁ Y CÁCERES	04/01/2008	Cambio de fecha	15/12/2008	1,801
11	NAVE 3 S/E FORTUNA		Nuevo	01/10/2009	1,500
12	REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 115 KV				15,847
13	LINEA SANTA RITA - PANAMA II 230 KV (CHAG.-PMA II, OP. 115 KV)	01/01/2011	Cambio de fecha	01/07/2011	7,448
14	LINEA SANTA RITA - CÁCERES 115 KV (CHAG. - S.RITA)	01/01/2011	Cambio de fecha	01/07/2011	3,589
15	ADICIÓN S/E SANTA RITA 115 KV	01/01/2011	Cambio de fecha	01/07/2011	3,072
16	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	01/01/2011	Cambio de fecha	01/07/2011	1,759
17	REFUERZO GUASQUITAS - FORTUNA - CHANGUINOLA				8,676
18	L/T GUASQ. - FORT. - CHANG. ADICION 2do CTO. 230 KV	01/06/2011	Cambio de fecha	01/07/2011	4,443
19	ADICIÓN S/E CHANGUINOLA 230 KV	01/06/2011	Cambio de fecha	01/07/2011	2,117
20	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	01/06/2011	Cambio de fecha	01/07/2011	2,117
21	REFUERZO LAS GUÍAS		Nuevo	01/07/2011	3,338
22	BANCO CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II		Nuevo	01/07/2011	3,555
23					
24	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO				212,522
25	LINEAS Y SUBESTACIONES				192,614
26	REFUERZO PANAMA ETAPA 1				5,511
27	L/T SUBT. PANAMA DOBLE CTO. (SECCIONA ANTON - PAN II 230 KV)	01/01/2016		01/07/2012	2,177
28	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	01/01/2016		01/07/2012	3,334
29	REFUERZO FORTUNA - GUASQUITAS				5,578
30	L/T GUASQUITAS - FORTUNA 1 CTO. 230 KV		Nuevo	01/07/2012	2,244
31	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV		Nuevo	01/07/2012	2,117
32	ADICIÓN S/E FORTUNA 230 KV		Nuevo	01/07/2012	1,217
33	REFUERZO GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA				94,230
34	L/T GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL		Nuevo	01/01/2013	43,781
35	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL		Nuevo	02/01/2013	43,781
36	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV		Nuevo	03/01/2013	1,217
37	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV		Nuevo	04/01/2013	3,334
38	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV		Nuevo	05/01/2013	2,117
39	REFUERZO S/E ANTON Y PANAMA ETAPA 2				9,938
40	L/T ANTON 230 KV (SEC. LLS - PAN II 203 KV)		Nuevo	01/07/2016	194
41	L/T PANAMA 230 KV SUBTERRANEA (SEC. LLS - PAN II 230 KV)		Nuevo	01/07/2016	2,177
42	ADICIÓN S/E ANTON 230 KV		Nuevo	01/07/2016	3,334
43	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV		Nuevo	01/07/2016	4,234
44	REFUERZO GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 2				39,090
45	L/T GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ DOBLE CTO. AD. 2do CTO.		Nuevo	01/07/2016	15,781
46	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. AD. 2do CTO.		Nuevo	01/07/2016	15,781
47	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV		Nuevo	01/07/2016	2,117
48	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV		Nuevo	01/07/2016	3,334
49	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV		Nuevo	01/07/2016	2,117
50	REFUERZO SANTA RITA 230 KV				18,358
51	ADICIÓN S/E SANTA RITA 230 KV		Nuevo	01/01/2018	14,124
52	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV		Nuevo	01/01/2018	4,234
53	TRANSFORMADORES				15,464
54	T4 S/E PANAMA		Nuevo	01/07/2012	8,082
55	T3 S/E PANAMA II		Nuevo	01/01/2016	7,382
56	CAPACITORES				4,444
57	ADICION 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ		Nuevo	01/07/2012	2,867
58	ADICION 60 MVAR S/E PANAMA		Nuevo	01/07/2016	1,778
59					
60	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES				1,518
61	MIGRACIÓN VHF A UHF		Nuevo	01/01/2011	1,518



**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
PLAN DE INVERSIÓN
PLAN DE REPOSICIÓN Y PLANTA GENERAL 2008
(MILES DE B./.)**

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2007	Observación	Nueva Fecha Plan 2008	Costo sin IDC (Miles de B./.)
1	TOTAL				69,415
2					
3	PLAN DE REPOSICIÓN				12,160
4	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO				4,225
5	PROTECCIONES				1,966
6	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA I	06/01/2009		06/01/2009	487
7	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	01/03/2011		01/03/2011	1,479
8	SUBESTACIONES				2,259
9	REEMPLAZO TRANSF. SERVICIOS AUXILIARES S/E LLANO SANCHEZ		Nuevo	30/12/2008	60
10	REP. PARCIAL INT. 115 KV S/E CALDERA		Nuevo	30/12/2008	144
11	REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	01/02/2010		01/02/2010	665
12	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA		Nuevo	30/12/2010	695
13	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE		Nuevo	30/12/2011	695
14	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO				7,935
15	SUBESTACIONES				7,935
16	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE		Nuevo	01/07/2012	3,306
17	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA		Nuevo	01/07/2016	4,629
18					
19	PLAN DE PLANTA GENERAL				18,393
20	ADQUISICIÓN EQUIPO MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES	25/03/2010		25/03/2010	497
21	AUTOMATIZACION E INTEGRACION SUBESTACIONES		Nuevo	30/12/2009	207
22	EDIFICIO-ETESA		Nuevo	30/12/2011	10,700
23	EQUIPO DE INFORMATICA		Nuevo	30/12/2013	4,225
24	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR		Nuevo	30/12/2013	2,764
25					
26	SISTEMA DE CONEXIÓN				26,917
27	NUEVA S/E LAS GUIAS 230 KV		Nuevo	30/12/2010	3,329
28	NUEVA S/E ANTON 230 KV		Nuevo	01/07/2011	3,329
29	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ		Nuevo	01/07/2011	6,569
30	ADICION T3 S/E CHORRERA		Nuevo	01/07/2012	6,159
31	REEMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E MATA DE NANCE		Nuevo	30/12/2011	176
32	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E LLANO SANCHEZ		Nuevo	30/12/2011	417
33	REEMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E LLANO SANCHEZ		Nuevo	30/12/2011	176
34	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SANCHEZ		Nuevo	01/07/2015	3,306
35	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA		Nuevo	01/07/2016	3,306
36	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)		Nuevo	01/07/2013	150
37					
38	PLAN ESTRATÉGICO				11,945
39	AMPLIACIÓN S/E CALDERA 115/34.5 KV		Nuevo	30/06/2009	3,845
40	S/E CONCEPCIÓN 230/34.5 KV		Nuevo	01/07/2010	8,100



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 2008-2021 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 (2008 – 2011)
- 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 las conclusiones del plan
- Capítulo 19: 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 2008. En las siguientes tablas se presenta un resumen del pronóstico de demanda, tanto en energía como potencia, del año 2008 al 2021.

Tabla 2.1 Proyección de Demanda Media: Período 2008 – 2011

Año	Demanda Máxima MW	Consumo Anual GWh	Tasa de Crecimiento %	
			Potencia	Energía
2008	1080.7	6693.6		
2009	1185.2	7340.8	9.67	9.67
2010	1281.3	7940.9	8.10	8.17
2011	1356.5	8412.9	5.88	5.94

Tabla 2.2 Proyección de Demanda y Energía: Período 2012 – 2021

Año	ENERGÍA (GWh)		POTENCIA (MW)	
	Medio	Alto	Medio	Alto
2012	8881.9	8978.7	1431.2	1438.5
2013	9352.0	9501.6	1506.0	1518.4
2014	9824.4	10029.6	1581.1	1598.7
2015	10304.3	10579.2	1657.2	1682.0
2016	10813.0	11167.0	1737.9	1770.9
2017	11349.0	11795.8	1822.9	1865.8
2018	11911.6	12465.7	1912.0	1966.7
2019	12500.7	13178.0	2005.3	2073.8
2020	13116.2	13933.6	2102.7	2187.1
2021	13748.0	14719.2	2202.6	2304.5



de

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 2008-2011. En este periodo se tienen varios proyectos hidroeléctricos que ya están prontos a iniciar construcción o se encuentran en construcción, tales como Los Algarrobos (9.7 MW), Concepción (10 MW, el cual entró en operación en mayo de 2008), Paso Ancho (5 MW) y Chan75 (223 MW), Gualaca (25 MW), Mendre (19.8 MW) y Bonyic (30 MW). También proyectos termoeléctricos que entrarán en operación próximamente, tales como El Giral (50 MW), Cativá (87 MW), Termocolón (130 MW) y Panapower (67 MW).

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 2008– 2011

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2008	C. H. Concepción	10.0
2008	C. T. El Giral	50.0
2008	C. T. Cativá Etapa 1	43.5
2009	C. T. Cativá Etapa 2	43.5
2009	C. H. Paso Ancho	5.0
2009	C. T. Termocolón	130.0
2010	C. T. Bahía Las Minas (conversión a carbón)*	120.0
2010	C. H. Algarrobos	9.7
2010	C. H. Mendre	19.8
2010	C. H. Bajo de Mina	52.4
2011	C. H. Changuinola 75	223
2011	C. H. Baitún	86.0
2011	C. H. Gualaca	25.1

* Esto corresponde a cambio de tecnología de unidades de vapor en base a carbón.

C.H.: Central Hidroeléctrica

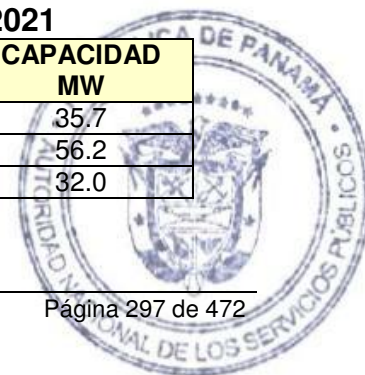
C.T.: Central Térmica Diesel/Bunker

2.1.2.2 GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Para el horizonte de largo plazo, 2012 – 2021, 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), de acuerdo a la reciente licitación de las empresas distribuidoras.

Tabla 2.4 Proyectos de Generación de 2012 – 2021

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2012	C. H. Lorena	35.7
2012	C. H. Prudencia	56.2
2012	C. H. Pando	32.0





FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2012	C. H. Monte Lirio	51.6
2013	C. H. El Alto	60.0
2013	C. H. Bonyic	30.0
2015	C. H. Tabasara	34.5
2016	C. H. El Sindigo	10.0
2016	C. T. Carbón	250.0
2018	C. T. Carbón	250.0
2019	C. H. Barro Blanco	19.8
2021	C. T. Carbón	250.0

En la Tabla 2.5 se incluyen los tres (3) planes de expansión de generación para el escenario de Demanda Media, obtenidos en el Plan Indicativo de Generación.



Tabla 2.5 Planes de Generación

Fecha de Operación	Caso REGMHTCB8		Caso REGMHTGDC8		Caso REGMHTLA8	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2008	El Giral	50.0	El Giral	50.0	El Giral	50.0
	Concepción	10.0	Concepción	10.0	Concepción	10.0
	Térmica Cativá	43.5	Térmica Cativá	43.5	Térmica Cativá	43.5
2009	Térmica Cativá	43.5	Térmica Cativá	43.5	Térmica Cativá	43.5
	Paso Ancho	5.0	Paso Ancho	5.0	Paso Ancho	5.0
	Termo Colón	130.0	Termo Colón	130.0	Termo Colón	130.0
2010	BLM-Carbón (1)	120.0	BLM-Carbón (1)	120.0	BLM-Carbón (1)	120.0
	Algarrobos	9.7	Algarrobos	9.7	Algarrobos	9.7
	Panapower	68.0	Panapower	68.0	Panapower	68.0
2011	Chan I	223.0	Chan I	223.0	Chan I	223.0
	Gualaca	25.1	Gualaca	25.1	Gualaca	25.1
	Mendre	19.8	Mendre	19.8	Mendre	19.8
	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0	Bonyic	30.0
2012	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina	52.4	Santa Fe Energy	81.0
	Tabasará II	34.5	Tabasará II	34.5	Lorena	35.7
	Lorena	35.7	Lorena	35.7	Tabasará II	34.5
	CB 250-A	250.0	CB 250-A	250.0	CB 250-A	250.0
2013	Prudencia	56.2	Prudencia	56.2	Bajo de Mina	52.4
	Baitún	86.0	Baitún	86.0	Toabré	120.0
	Síndigo	10.0	Síndigo	10.0	Prudencia	56.2
2014	Síndigo	10.0	Pando	32.0	Baitún	86.0
	Pando	32.0	CCGDBLM (1)	158.0	Síndigo	10.0
2015	Barro Blanco	19.8	Barro Blanco	19.8	CCGDBLM (1)	158.0
	Monte Lirio	51.6				
2016	El Alto	60.0	El Alto	60.0		
2017	CB-250-B	250.0	CCGN 250-A	250.0		
2018	Barro Blanco	19.8	Monte Lirio	51.6		
2019					CCGN 250-A	250.0
2020			CCGN 250-B	250.0	CCGN 250-B	250.0
2021	CB 250-C	250.0				
2022						

(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, solo son una conversión de tecnología




2.1.3 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2007

Se utilizan como referencia los proyectos aprobados por la ASEP del Plan de Expansión 2007 para el período de corto plazo, los cuales se presentan en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6 Programa de Obras de Transmisión 2007 – 2016 del Plan de Expansión 2007

Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema de Transmisión a Bocas del Toro	2008	24,941
Segundo circuito 115 KV Panamá – Cáceres y ampliaciones	2008	2,542
Adición S/E Caldera 115/34.5 KV	2009	1,945
S/E Concepción 230 KV	2009	5,065
Sistema de Comunicaciones	2009	2,584
Sistema de Transmisión Santa Rita – Panamá II	2011	14,013
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



**2.1.4 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2008**

El programa de obras propuesto por ETESA en este plan de expansión es el siguiente:

Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema Principal		
Sistema de Transmisión a Bocas del Toro	2008	24,941
Segundo circuito 115 KV Panamá – Cáceres (subterráneo) y ampliaciones	2008	2,542
Nave 3 S/E Fortuna 230 KV	2009	1,500
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2011	15,847
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2011	8,676
Refuerzo S/E Las Guías 230 KV	2011	3,328
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2011	3,555
Sistema de Comunicaciones	2011	1,518
Refuerzo S/E Panamá Etapa 1	2012	5,511
Refuerzo Fortuna - Guasquitas 230 KV	2012	5,578
Adición Transformador T4 S/E Panamá	2012	8,082
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	2,667
Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2013	94,230
Refuerzo S/E Antón y Panamá 230 KV Etapa 2	2016	9,938
Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 2	2016	39,090
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2016	7,382
Banco de Capacitores 60 MVAR S/E Panamá	2016	1,778
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2018	18,368
Plan de Reposición		
Protecciones	2009-2011	1,966
Subestaciones	2008-2011	2,259
Reemplazo T2 S/E Mata de Nance	2012	3,308
Reemplazo T3 Panamá	2016	4,629
Plan Estratégico		
Ampliación S/E Caldera 115/34.5 KV	2009	3,845
S/E Concepción 230/34.5 KV	2010	8,100
Plan de Planta General		
	2010-2013	18,393
Sistema de Conexión		
	2010-2016	26,917

Tabla 2-7 Programa de Obras Propuestas por ETESA Plan 2008



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. 2 de proyectos candidatos.

2.1.6 INFORMACIÓN PARA EL MODELO ENERGÉTICO

Se tomó la base de datos del SDDP³⁸, la cual incluye la información de la generación y demanda para cinco escenarios definidos de acuerdo a lo mostrado en la tabla 2-8.

Tabla 2-8 Escenarios para el análisis energético

Caso	Nombre	Descripción
1	REGMHTCB8	Escenario de generación hidrotérmico y Carbón con proyección de demanda media
2	REGMHTGDC8	Escenario de generación hidrotérmico con carbón y gas natural con proyección de demanda media
3	REGMHTTLA8	Escenario de generación hidrotérmico con carbón, gas natural y eólicos con proyección de demanda media

El modelo energético cuenta con la información necesaria para realizar el análisis de expansión en el horizonte 2008-2022, 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 2008 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, 2021, se modela el sistema con más de 133 barras, 197 líneas y 86 transformadores.

³⁸ 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 esta 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>)



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 No. 12 se describen las características de estos dos modelos.

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. 3. Para las instalaciones de ETESA se incluyeron las estadísticas de salidas de equipos para los años 2003 al 2007.



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. La Tabla 3-1 a continuación presenta las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia.

Tabla 3-1 Líneas de Transmisión de ETESA

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA						
LINEAS	NUMERACION	SUBESTACIONES	ANO	LONG. (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	
					Normal	Cont.
LINEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	68.14	186.0	350.0
	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12.94	186.0	350.0
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	39.00	193.0	366.0
	230-3B,4B	CHORRERA - LL.SANCHEZ	1978	142.19	193.0	366.0
	230-5A,6A	LL.SANCHEZ - VELADERO	1978	109.36	193.0	366.0
	230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84.49	193.0	366.0
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37.50	193.0	366.0
	230-12,13	LL.SANCHEZ - PANAMA II	2006	195.00	225.0	450.0
	230-14,15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110.07	225.0	450.0
	230-16,17	GUASQUITAS - VELADERO	2004	84.30	225.0	450.0
			TOTAL		882.99	
CIRCUITO SENCILLO	230-9	MATA NANCE - PROGRESO	1986	54.00	193.0	366.0
	230-10	PROGRESO - FRONTERA	1986	9.70	193.0	366.0
	230-18	FORTUNA - GUASQUITAS	2003	16.00	225.0	450.0
			TOTAL		79.70	
LINEAS DE 115 DOBLE CIRCUITO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	150.0	175.0
	115-1B,2B	STA. RITA - B.L.MINAS	2004	6.20	150.0	175.0
	115-3A,B 4A,B	PANAMA - CHILIBRE - BLM	1972	54.00	93.0	175.0
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	93.0	175.0
			TOTAL		131.80	
CIRCUITO SENCILLO	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0.80	93.0	175.0
	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	93.0	175.0
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	93.0	175.0
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	93.0	175.0
	115-20	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	93.0	175.0
			TOTAL		39.10	

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.

La Tabla 3-2 a continuación presenta un detalle de las subestaciones reductoras de ETESA y la capacidad de transformación actual de cada una de ellas.

Tabla 3-2 Transformadores de ETESA

TRANSFORMADORES DE ETESA								
SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)			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	
TOTAL MVA		978	1304	1624				

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.

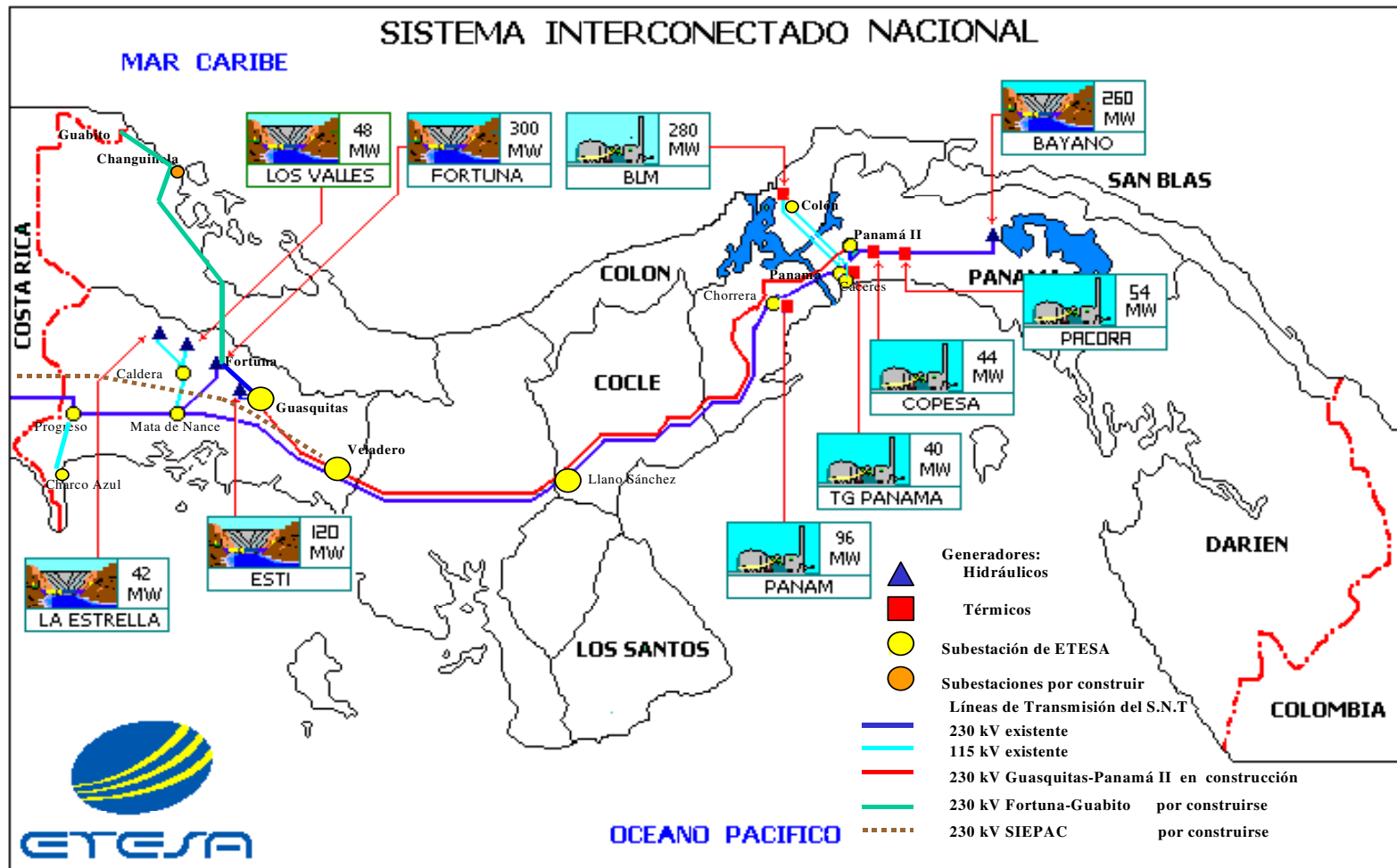




A continuación se presenta el diagrama unifilar simplificado del Sistema de Transmisión y un mapa de Panamá mostrando la ubicación aproximada de las subestaciones de ETESA, el recorrido de las líneas de transmisión y ubicación de las distintas centrales de generación.



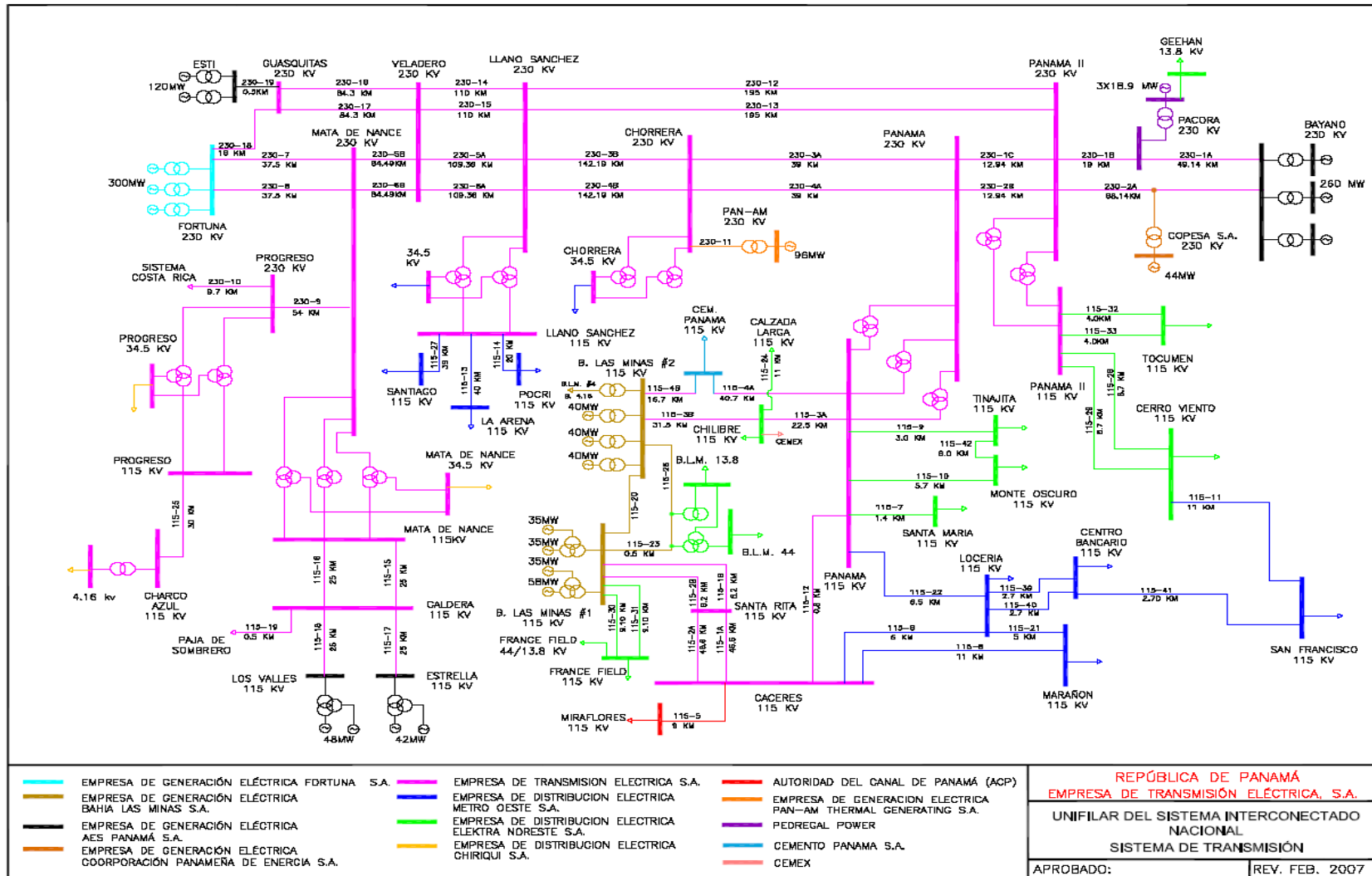
A handwritten signature in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



Vers. 31 Ene-2005



Handwritten signature



**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 3-3 y 3-4 a continuación se presentan los valores actualmente utilizados en estos esquemas:

Tabla 3-3 Desconexión por Baja Frecuencia

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
			PROGRESO	230-10				
# 2	59.25							
		EDEMET	MARANÓN	6-53	207.0	4.95	4.64	
		EDEMET	LOCERIA	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	
# 3	58.90	ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-105	333.0	7.96	7.88	24.84
		EDEMET	MARANÓN	6-60	317.0	7.58	7.16	
		EDEMET	LOCERIA	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	
# 4	58.85	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				33.31
			PROGRESO	230-10				
# 5	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	MARANÓN	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	
# 6	58.60	ELEKTRA	SANTA MARIA	5-92	150.2	3.59	3.30	56.87
		EDEMET	SAN FRANCISCO	2-16	328.0	7.83	7.68	
		EDEMET	SAN FRANCISCO	2-05	359.0	8.58	8.12	
# 7	58.45	ELEKTRA	SANTA MARIA	5-43	415.0	9.92	9.52	25.32
		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	MARANÓN	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	48.16
TOTAL								213.81



Tabla 3-4 Desconexión por Bajo Voltaje

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
						TOTAL	37.27	13.91
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
						TOTAL	19.62	-0.34
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
						TOTAL	29.15	8.65
4	POR IMPLEMENTAR	POR IMPLEMENTAR	40	ELEKTRA	MONTE OSCURO			
						TOTAL	0.00	0.00
GRAN TOTAL							86.04	22.22



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.

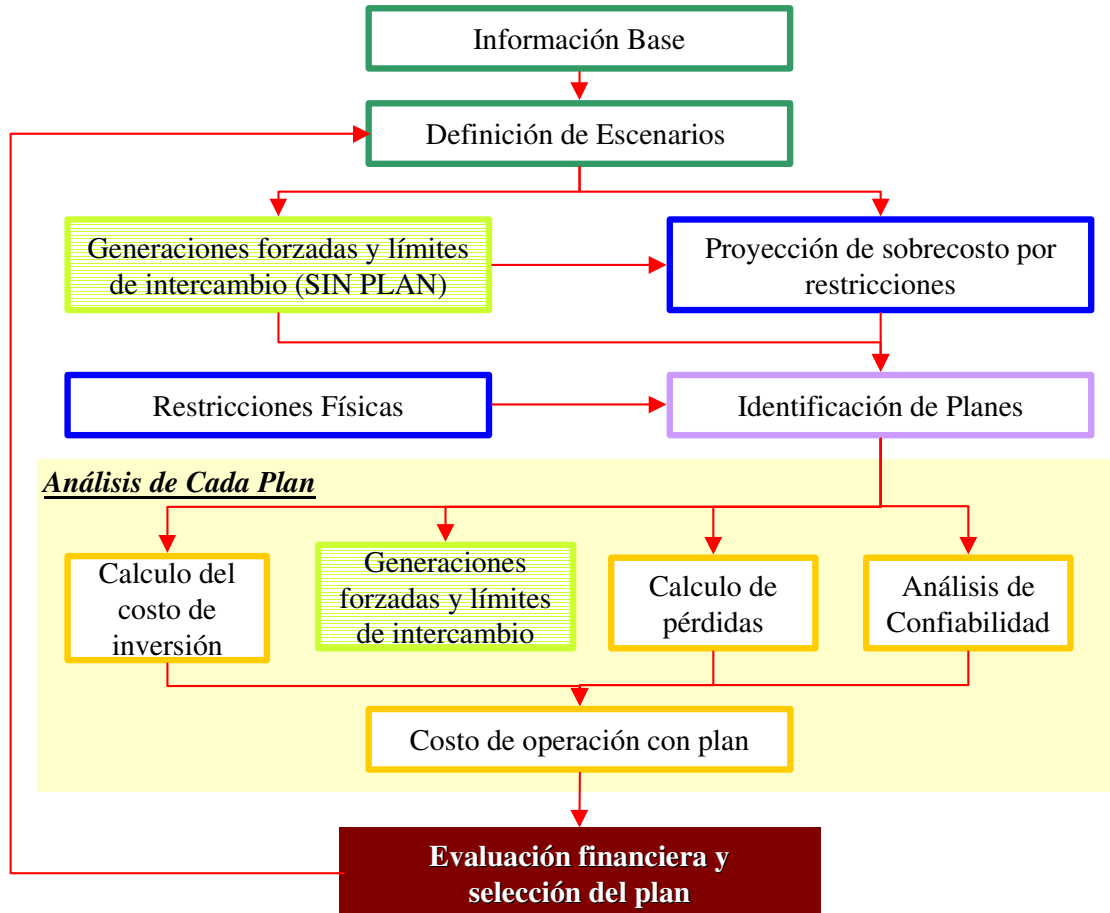


Figura 5.1 Flujograma del análisis de Largo Plazo

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 3 escenarios a ser considerados en el estudio, los cuales incluyen los planes indicativos de generación elaborados en el plan de expansión de generación 2008.

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.

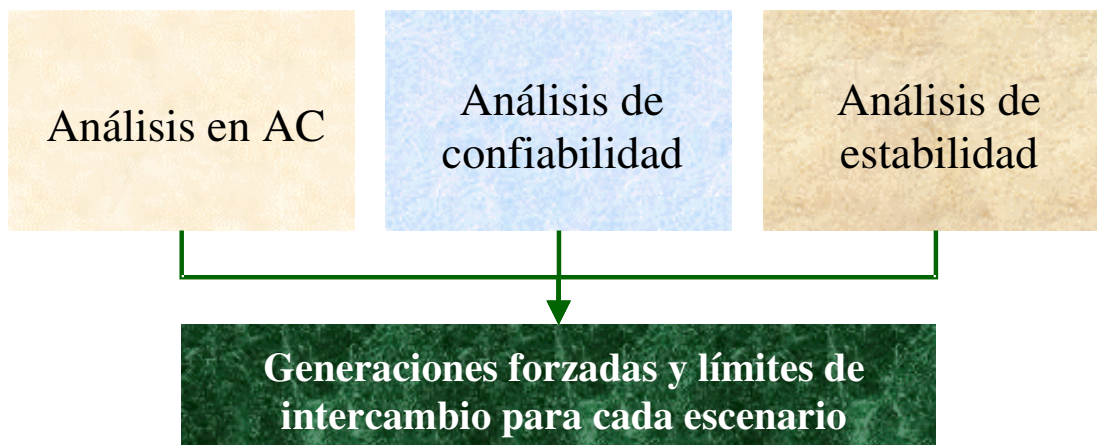


Figura 5.2 Evaluación de generaciones forzadas y límites de intercambio.



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 sistema³⁹ 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.

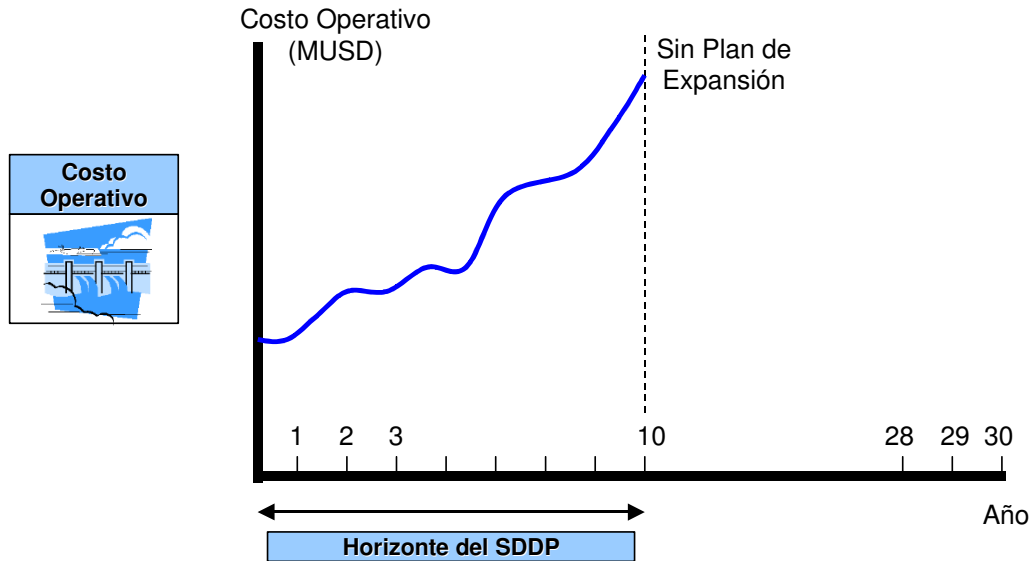


Figura 5.3 Costo operativo sin plan de expansión

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.

³⁹ 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.



de

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.

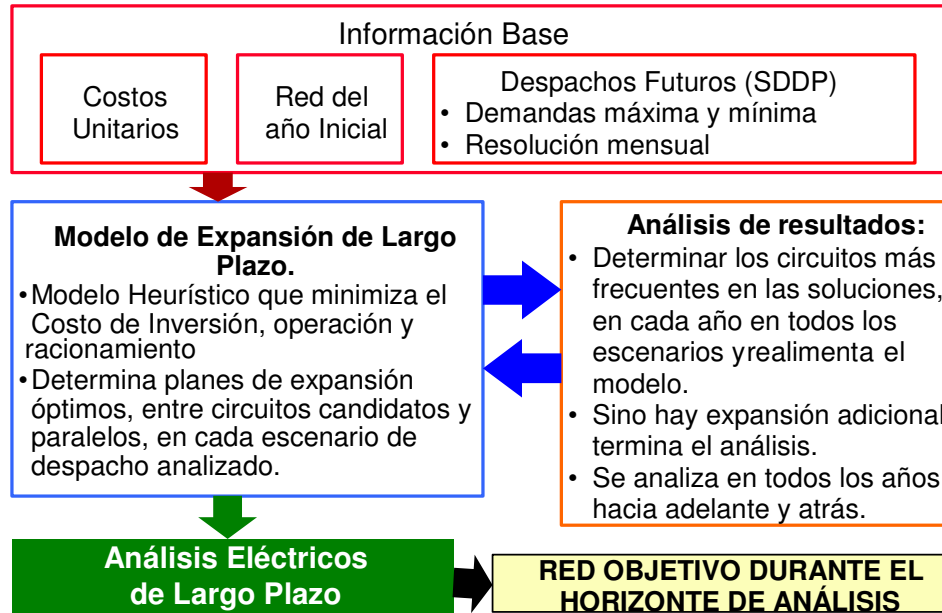


Figura 5.4 Identificación de Planes

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, estación⁴⁰, demanda⁴¹ 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 No. 12 de Herramientas de Cálculo. Para cada año, estación, demanda y serie hidrológica en el horizonte de

⁴⁰ El termino estación hace referencia a la condición de Invierno o Verano.

⁴¹ Se analizan demanda máxima y mínima



Handwritten signature or initials.

estudio se corre el modelo con el fin de determinar el plan de expansión de mínimo costo que permite cumplir con cada despacho ideal simulado⁴².

Esto implica que para cada año analizado se obtienen 200 planes de expansión, correspondientes a igual número de despachos ideales: 100 en invierno⁴³ 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.

⁴² 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.

⁴³ En cada estación se analizan las 3 demandas para 50 series hidrológicas, lo cual suma un total de 150 despachos.



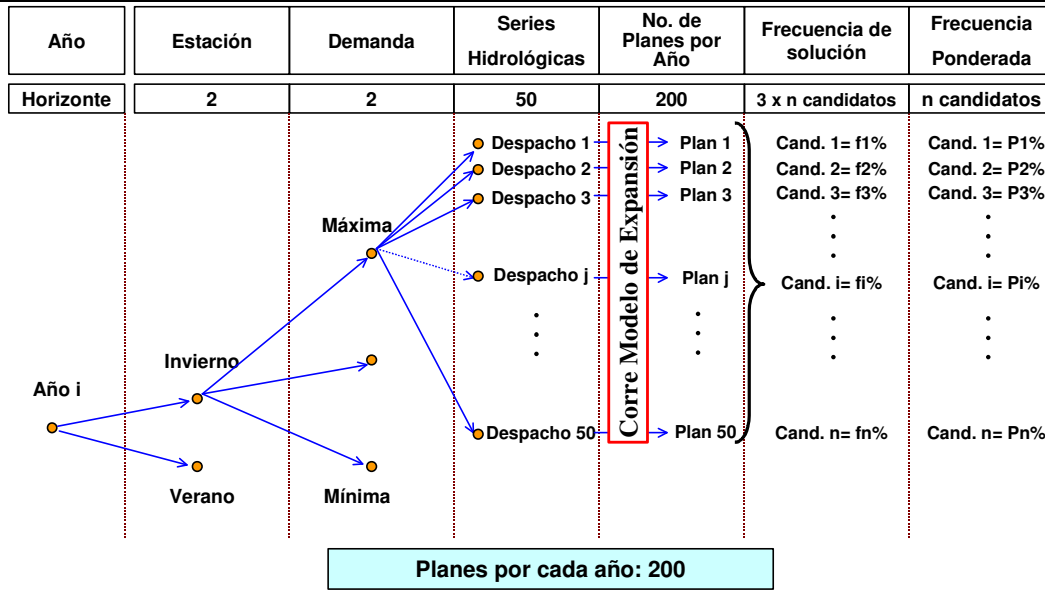


Figura 5.5 Frecuencia de los candidatos en la solución por cada año

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 comprendido entre el 2009 – 2012 a partir de las estadísticas de fallas de las respectivas líneas y generadores actualizadas a diciembre de 2007.

INFORMACIÓN UTILIZADA

DEMANDA

Se utiliza la proyección de demanda, tanto en energía como potencia, del horizonte 2008 a 2022, presentada en capítulos anteriores.

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

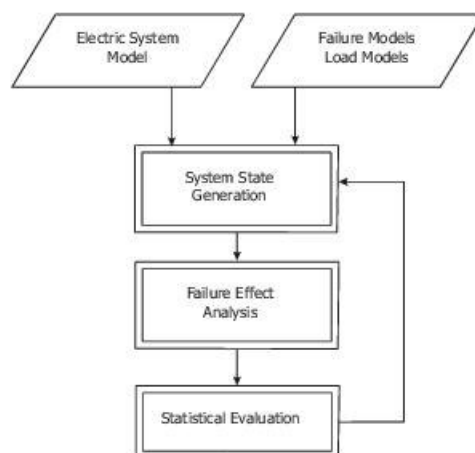


Figura 5-7
Diagrama de flujo
básico



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: λ

Una constante de tasa de reparación: μ

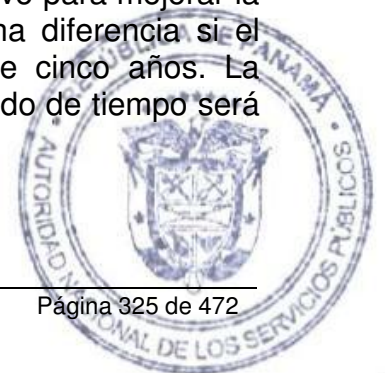
Estos dos parámetros pueden ser usados para calcular:

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 “ β ” 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:

α es el parámetro de escala
 β 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.

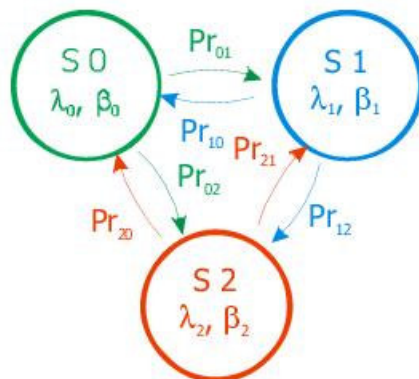


Figura 5.8
Modelo Weibull-Markov
para tres estados




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 “ λ ” y “ β ” 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

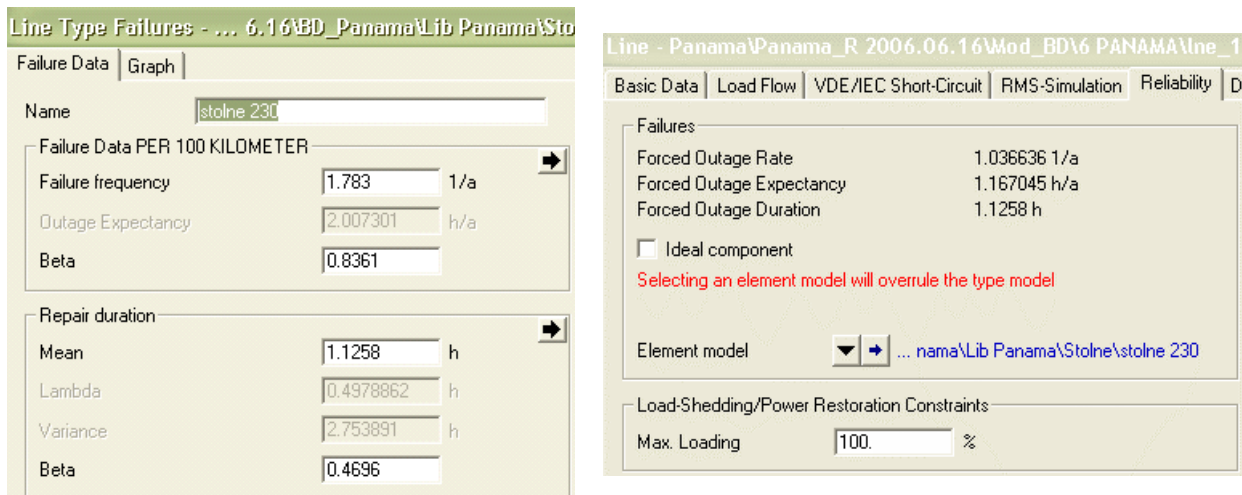


Figura 5.9
Modelo Weibull-Markov para fallas en líneas

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 β** . 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 β de la



distribución Weibull para los dos estados, se estiman a partir de las estadísticas cronológicas de falla de cada componente.

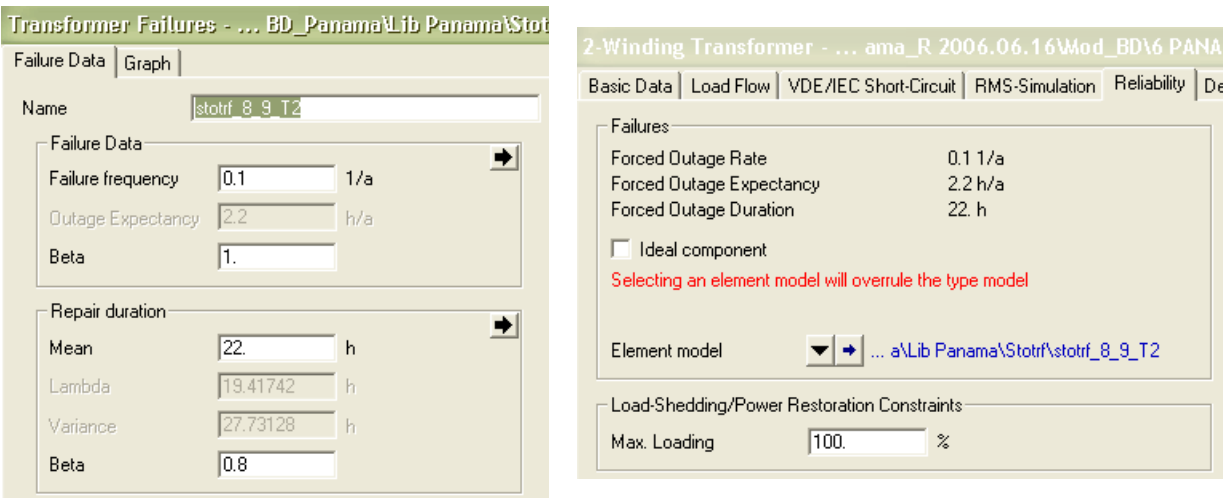


Figura 5.10
Modelo Weibull-Markov para fallas en transformadores

MODELO DE FALLAS DE MODO COMÚN

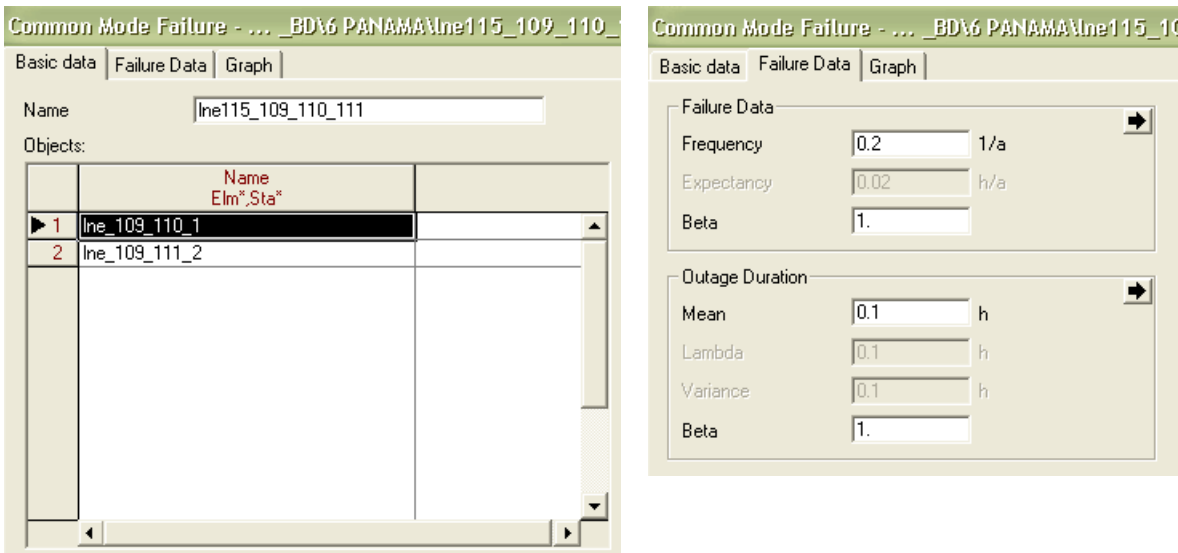


Figura 5.11
Modelo Weibull-Markov para fallas de modo común

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.



Handwritten signature

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.



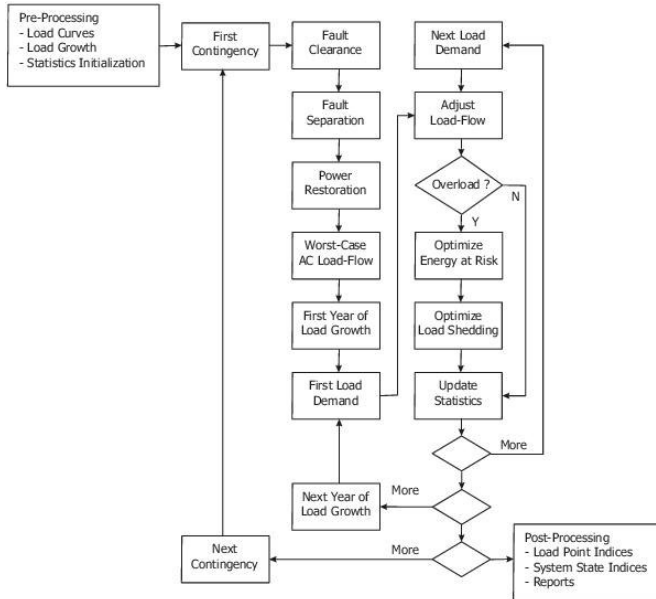


Figura 5.12
Algoritmo de enumeración de estados

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 "Ine_100_115_1A".

Name	0...	...	h	A...	m	s	...	Generator/E... ElmSym,Elm...	Active Power MW	Reactive Power MVA
Generator Re-Dispatch sym_106_M1	<input type="checkbox"/>	0	0	1.				sym_106_M1	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_106_M2	<input type="checkbox"/>	0	0	1.				sym_106_M2	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_106_M3	<input type="checkbox"/>	0	0	1.				sym_106_M3	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_107_M4	<input type="checkbox"/>	0	0	1.				sym_107_M4	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_107_M5	<input type="checkbox"/>	0	0	1.				sym_107_M5	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_107_M6	<input type="checkbox"/>	0	0	1.				sym_107_M6	0.70622	0.493229
Generator Re-Dispatch sym_116_P1	<input type="checkbox"/>	0	0	1.				sym_116_P1	2.47900	1.60727
Generator Re-Dispatch sym_116_P2	<input type="checkbox"/>	0	0	1.				sym_116_P2	2.47900	1.60727
Generator Re-Dispatch sym_116_P3	<input type="checkbox"/>	0	0	1.				sym_116_P3	2.47900	1.60727
Generator Re-Dispatch sym_128_G3	<input type="checkbox"/>	0	0	1.				sym_128_G3	-0.22987	-0.131760

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 _i	Energía no suministrada del punto de carga	$LPENS_i = ACIT_i * (Pd_i + Ps_i)$	MWh/a
LPEAR _i	Energía en riesgo del punto de carga	$LPEAR_i = ACIT_i * (Pr_i)$	MWh/a
LPES _i	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

*de*

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.

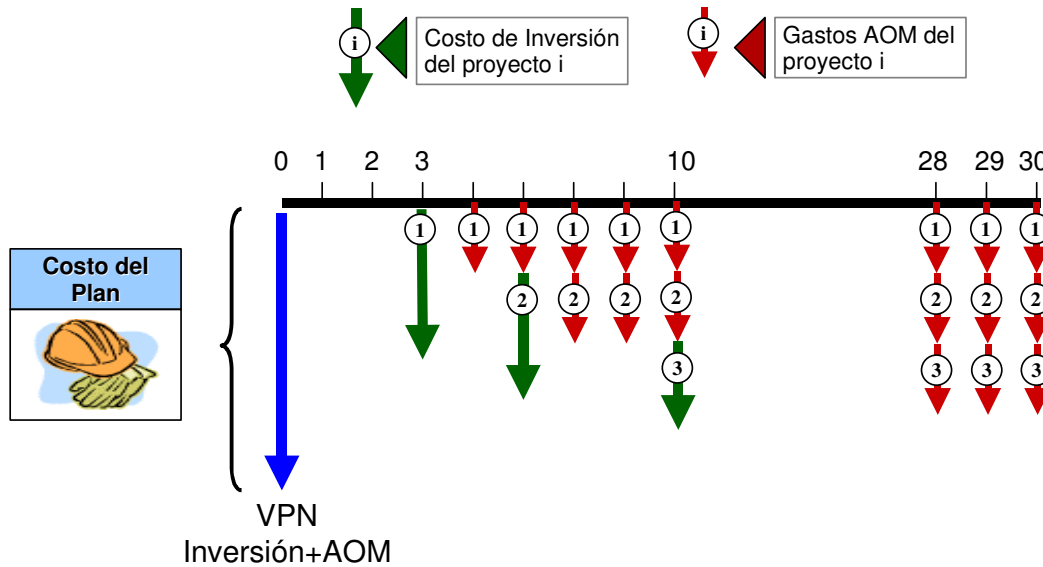


Figura 5.14 Flujo de caja de los costos del Plan

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.



de

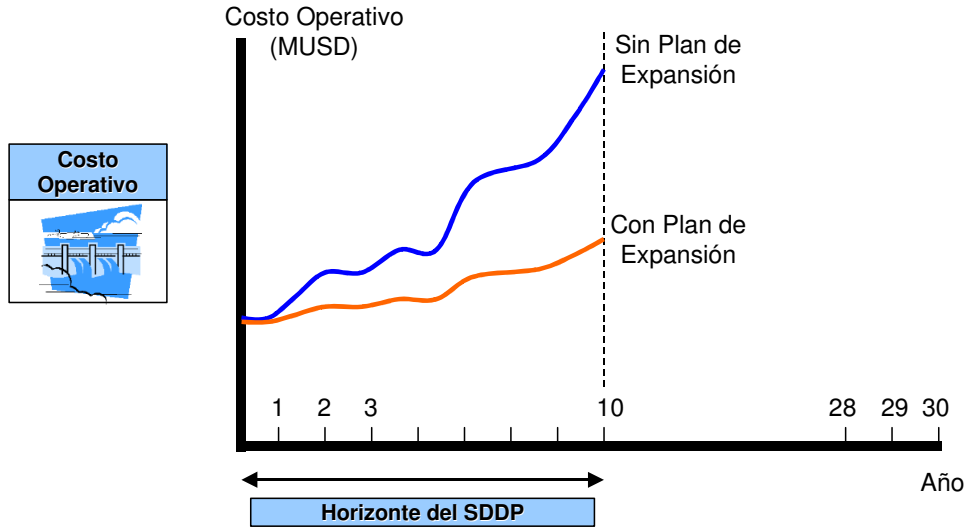


Figura 5.15 Costo operativo con plan de expansión

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.

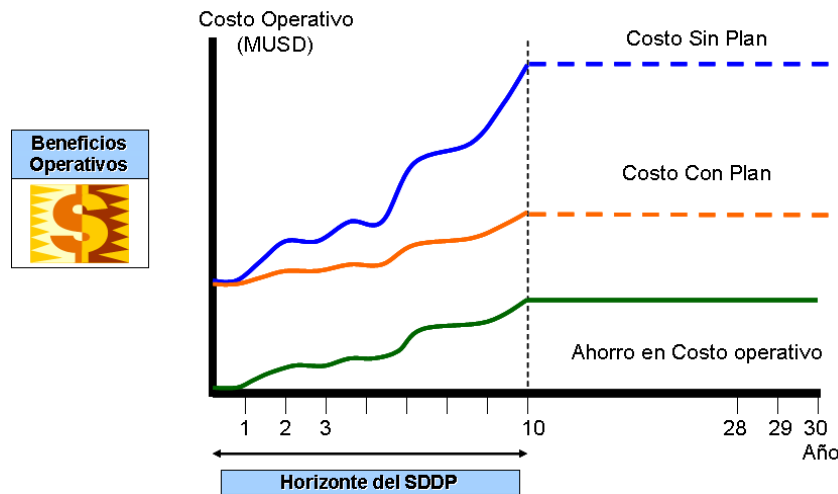


Figura 5.16 Cálculo de beneficios por ahorro operativo

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.

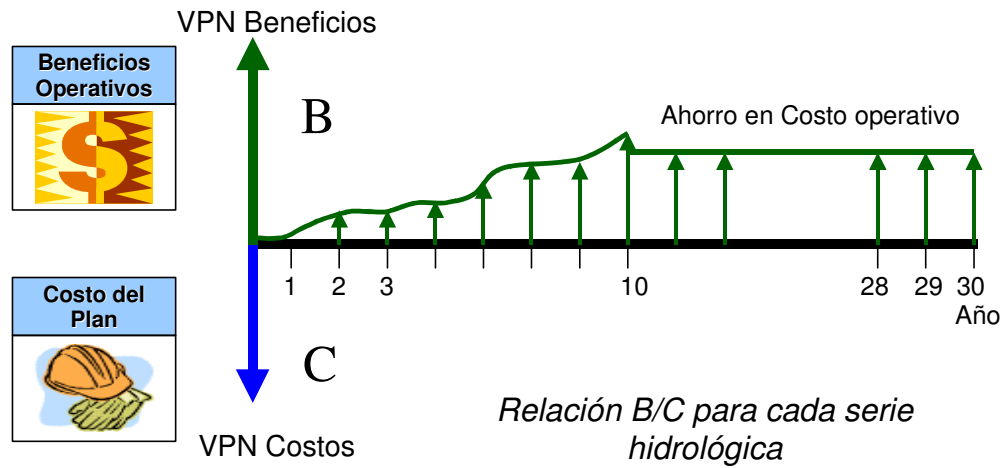


Figura 5.17 Cálculo de la relación B/C por serie

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.

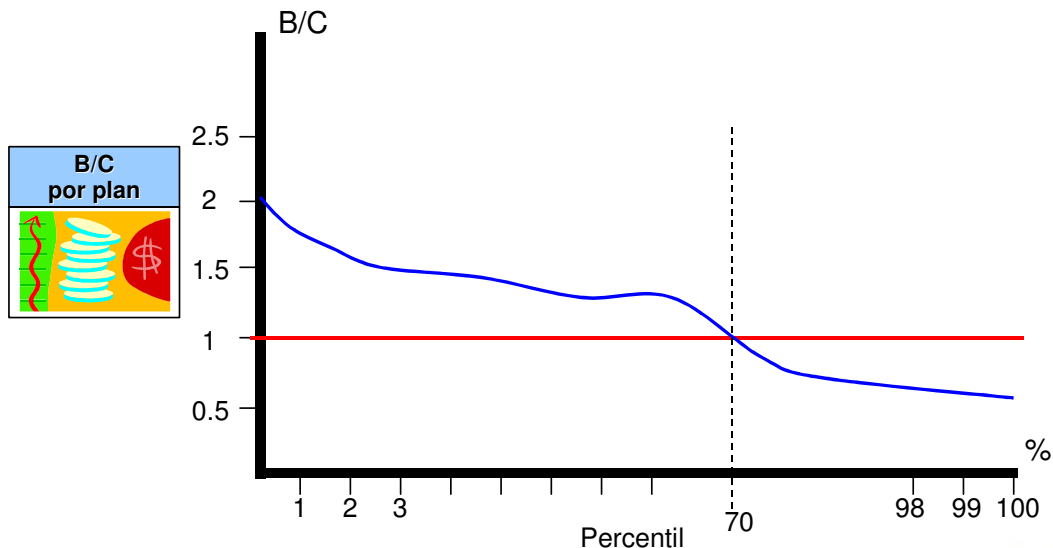


Figura 5.18 Curva de probabilidad acumulada B/C

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



de

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 demanda⁴⁴ 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 aparece 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

⁴⁴ 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.

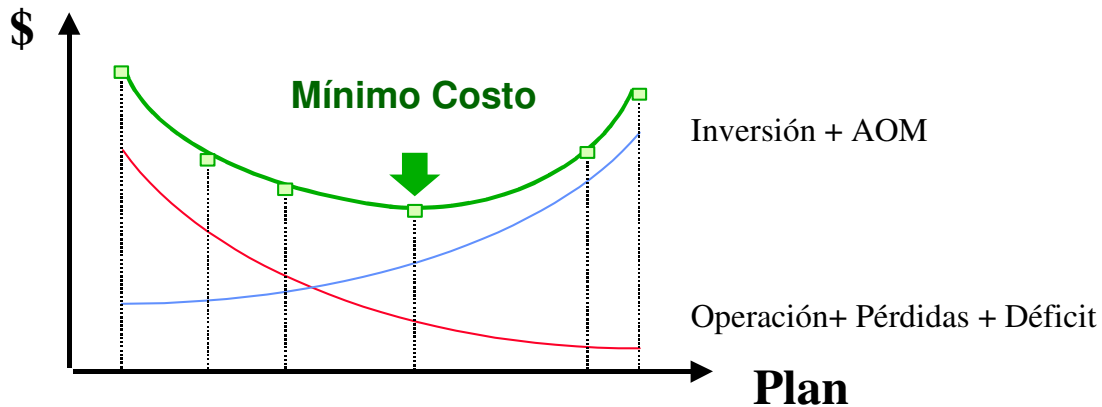


Figura 5.20 Evaluación Financiera

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 2008 – 2021 para los tres (3) escenarios de generación obtenidos en el Plan Indicativo de Generación. Los escenarios REGMHTCB8, REGMHTGDC8 y REGMHTTLA8 son iguales hasta el año 2011, por lo que los resultados que se presentan a continuación son para todos los escenarios.

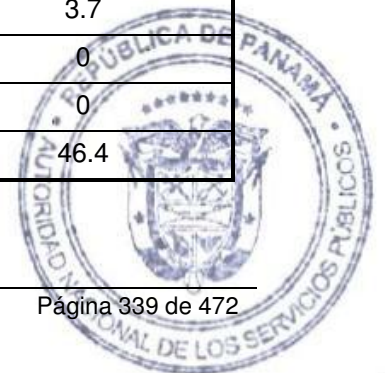
6.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2008

6.1.1 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2008. 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, en la cual se puede observar que no existen diferencias apreciables entre uno u otro caso. Para este año se considera la entrada en operación del segundo circuito de 115 KV Panamá – Cáceres (subterráneo) para mediados de año. Además, se considera la entrada en operación de las centrales térmicas El Giral (50 MW), Cativá Etapa I (43.4 MW) y la central hidroeléctrica Concepción (10 MW). 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 la generación por planta.

Central	Demanda Máxima Invierno MW	Demanda Máxima Verano MW	Demanda Mínima Verano MW
Bahía Las Minas	54.0	242.0	0
Estrella	44.0	17.0	15.0
Los Valles	48.0	19.0	17.0
Fortuna	285.0	276.0	191.5
Bayano	213.4	182.7	0
Pan Am	81.0	91.2	82.2
Pedregal	48.3	51.0	37.5
Esti	104.0	80.0	35.0
Concepción	9.5	4.2	3.7
El Giral	38.3	0	0
Cativá	41.0	0	0
ACP	116.0	116.0	46.4



Para el diagnóstico del sistema actual, se ha tomado como base el año 2008.

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	1.0098	232.25	11		M.N230		230.00	6	1.0187	234.31
14		PRO230		230.00	6	1.0243	235.59	96		FOR230		230.00	6	1.0152	233.49
100		BAY230		230.00	6	1.0146	233.36	144		CANJ230		230.00	6	1.0174	233.99
147		GUASQ230		230.00	6	1.0174	234.00	148		VELADERO230		230.00	6	1.0214	234.92
190		CHANG230		230.00	6	1.0308	237.08	511		LGUIAS230		230.00	6	1.0028	230.65
6000		FRONTER		230.00	6	1.0252	235.80								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	0.9795	225.29	3		PANII230		230.00	6	0.9855	226.66
5		CHO230		230.00	6	0.9869	226.99	103		COPESA23		230.00	6	0.9901	227.73
105		PAN-AM23		230.00	6	0.9870	227.01	115		PACORA23		230.00	6	0.9951	228.88

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	1.0054	115.63	4		PANII115		115.00	6	1.0108	116.24
6		CHO115		115.00	6	1.0218	117.51	9		LSA115		115.00	6	1.0142	116.63
12		M.N115		115.00	6	1.0078	115.89	15		PRO115		115.00	6	1.0231	117.66
18		CAC115		115.00	6	1.0049	115.57	19		C.V115		115.00	6	1.0011	115.12
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0238	117.74	33		STM115		115.00	6	1.0036	115.42
48		TINAJ115		115.00	6	1.0031	115.36	50		M.O115		115.00	6	1.0032	115.37
52		TOC115		115.00	6	1.0081	115.93	54		LM115		115.00	6	1.0079	115.91
55		LM2115		115.00	6	1.0086	115.99	61		FFIELD		115.00	9	1.0043	115.49
87		CAL115		115.00	6	1.0124	116.43	88		EST115		115.00	6	1.0133	116.53
92		L.V115		115.00	6	1.0130	116.49	109		STA RITA115		115.00	6	1.0078	115.89
110		PTMD115A		115.00	6	1.0070	115.80	111		PTMD115B		115.00	6	1.0070	115.80
123		MIR115		115.00	7	1.0071	115.82	154		CEMPAN15		115.00	6	1.0163	116.88
191		CHANG115		115.00	6	1.0308	118.54	522		TCATIVÁ 115		115.00	6	1.0084	115.96
21		C.BAN115		115.00	6	0.9962	114.57	23		CH115		115.00	6	0.9983	114.80
26		LOC115		115.00	6	0.9972	114.68	30		MAR115		115.00	6	0.9960	114.54
37		SAN115		115.00	6	0.9953	114.46								

Demanda Máxima de Verano

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	1.0190	234.36	11		M.N230		230.00	6	1.0234	235.39
14		PRO230		230.00	6	1.0288	236.63	96		FOR230		230.00	6	1.0197	234.53
100		BAY230		230.00	6	1.0200	234.59	144		CANJ230		230.00	6	1.0238	235.47
147		GUASQ230		230.00	6	1.0238	235.46	148		VELAD230		230.00	6	1.0300	236.90
190		CHANG230		230.00	6	1.0337	237.75	511		LGUIAS230		230.00	6	1.0103	232.37
6000		FRONTER		230.00	6	1.0297	236.83								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	0.9806	225.54	3		PANII230		230.00	6	0.9881	227.27
5		CHO230		230.00	6	0.9903	227.78	103		COPESA23		230.00	6	0.9933	228.46
105		PAN-AM23		230.00	6	0.9904	227.79	115		PACORA23		230.00	6	0.9985	229.65

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	1.0115	116.33	4		PANII115		115.00	6	1.0140	116.62
6		CHO115		115.00	6	1.0254	117.92	9		LSA115		115.00	6	1.0237	117.73
12		M.N115		115.00	6	1.0125	116.44	15		PRO115		115.00	6	1.0276	118.18
18		CAC115		115.00	6	1.0112	116.29	19		C.V115		115.00	6	1.0052	115.60
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0284	118.26	21		C.BAN115		115.00	6	1.0020	115.23
23		CH115		115.00	6	1.0089	116.02	26		LOC115		115.00	6	1.0031	115.35





30	MAR115	115.00	6	1.0020	115.23	33	STM115	115.00	6	1.0097	116.12
37	SAN115	115.00	6	1.0010	115.12	48	TINAJ115	115.00	6	1.0092	116.06
50	M.O115	115.00	6	1.0094	116.08	52	TOC115	115.00	6	1.0114	116.31
54	LM1115	115.00	6	1.0261	118.01	55	LM2115	115.00	6	1.0262	118.01
61	FFIELD	115.00	9	1.0226	117.60	87	CAL115	115.00	6	1.0140	116.61
88	EST115	115.00	6	1.0143	116.64	92	L.V115	115.00	6	1.0141	116.63
109	STA RITA115	115.00	6	1.0243	117.79	110	PTMD115A	115.00	6	1.0196	117.25
111	PTMD115B	115.00	6	1.0196	117.25	123	MIR115	115.00	7	1.0140	116.61
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0211	117.43	191	CHANG115	115.00	6	1.0337	118.87
522	TCATVÁ 115	115.00	6	1.0262	118.01						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

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

* NONE *

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)
1		PAN230		230.00	6	1.0239	235.49	3		PANII230		230.00	6	1.0264	236.06
5		CHO230		230.00	6	1.0264	236.08	8		LSA230		230.00	6	1.0201	234.62
11		M.N230		230.00	6	1.0108	232.48	14		PRO230		230.00	6	1.0198	234.55
96		FOR230		230.00	6	1.0079	231.82	100		BAY230		230.00	6	1.0305	237.01
103		COPESA23		230.00	6	1.0275	236.32	105		PAN-AM23		230.00	6	1.0264	236.08
115		PACORA23		230.00	6	1.0287	236.59	144		CANJ230		230.00	6	1.0126	232.89
147		GUASQ230		230.00	6	1.0125	232.88	148		VELAD230		230.00	6	1.0178	234.10
190		CHANG230		230.00	6	1.0253	235.83	511		LGUIAS230		230.00	6	1.0255	235.87
515		PANPOWER230		230.00	6	1.0296	236.80	6000		FRONTER		230.00	6	1.0210	234.84

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

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

• NONE *

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	1.0062	115.71	4		PANII115		115.00	6	1.0086	115.99
6		CHO115		115.00	6	1.0762	123.76	9		LSA115		115.00	6	1.0228	117.63
15		PRO115		115.00	6	1.0197	117.26	18		CAC115		115.00	6	1.0061	115.70
19		C.V115		115.00	6	1.0051	115.58	20		CH.AZUL		115.00	6	1.0190	117.19
21		C.BAN115		115.00	6	1.0032	115.37	23		CH115		115.00	6	1.0014	115.16
26		LOC115		115.00	6	1.0035	115.40	30		MAR115		115.00	6	1.0026	115.30
33		STM115		115.00	6	1.0055	115.63	37		SAN115		115.00	6	1.0030	115.34
48		TINAJ115		115.00	6	1.0053	115.61	50		M.O115		115.00	6	1.0053	115.61
52		TOC115		115.00	6	1.0076	115.88	109		STA RITA115		115.00	6	1.0004	115.05
110		PTMD115A		115.00	6	1.0030	115.34	111		PTMD115B		115.00	6	1.0030	115.34
123		MIR115		115.00	7	1.0098	116.13	154		CEMPAN15		115.00	6	1.0016	115.19
191		CHANG115		115.00	6	1.0237	117.72								

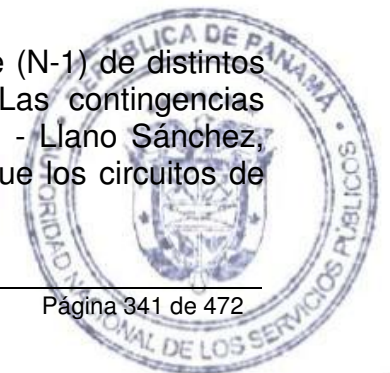
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
12		M.N115		115.00	6	0.9885	113.67	54		LM1115		115.00	6	0.9993	114.92
55		LM2115		115.00	6	0.9995	114.94	61		FFIELD		115.00	9	0.9970	114.65
87		CAL115		115.00	6	0.9927	114.16	88		EST115		115.00	6	0.9935	114.25
92		L.V115		115.00	6	0.9930	114.20	522		TCATIVÁ 115		115.00	6	0.9994	114.93

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 2008, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Panamá II - Llano Sánchez, Guasquitas- Veladero y Mata de Nance - Veladero, al igual que los circuitos de

*Handwritten signature*

115 KV Panamá- Cemento Panamá, Las Minas 2- Chilibre y Las Minas 1- Santa Rita, 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. 4, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

6.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en 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 Llano Sánchez – Panamá II y falla trifásica con apertura del circuito Fortuna - Guasquitas. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 5 estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo No.13 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

6.1.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cuál, no se requiere realizar un análisis modal.

6.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2009

6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2009, se considera el sistema del año anterior, el 2008, 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, se contempla la entrada en operación de los proyectos térmicos Cativá Etapa II (43.5 MW), Termo Colón (130 MW) y el proyecto hidroeléctrico Paso Ancho (5 MW).



Handwritten signature or initials.

Tabla 6.2 Distribución de generación por planta

Central	Demanda Máxima Invierno MW	Demanda Máxima Verano MW	Demanda Mínima Verano MW
Bahía Las Minas	35.0	93.0	0
Estrella	44.0	17.0	15.0
Los Valles	48.0	19.0	17.0
Fortuna	291.0	276.0	94.6
Bayano	210.8	103.3	0
Pan Am	81.0	90.6	73.5
Pedregal	42.0	51.0	48.3
Esti	110.0	90.0	45.9
Concepción	9.5	5.7	5.4
Paso Ancho	4.4	3.1	3.0
El Giral	46.0	46.0	46.0
Cativá	40.0	72.0	80.0
Termo Colón	108.00	108.0	0
ACP	116.0	116.0	46.4

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

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
8		LSA230		230.00	6	1.0157	233.62
14		PRO230		230.00	6	1.0251	235.78
96		FOR230		230.00	6	1.0150	233.46
115		PACORA23		230.00	6	1.0026	230.61
147		GUASQ230		230.00	6	1.0181	234.16
190		CHANG230		230.00	6	1.0241	235.54
6000		FRONTER		230.00	6	1.0261	235.99

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11		M.N230		230.00	6	1.0196	234.52
85		PTP230		230.00	6	1.0175	234.03
100		BAY230		230.00	6	1.0197	234.53
144		CANJ230		230.00	6	1.0180	234.14
148		VELAD230		230.00	6	1.0245	235.65
511		LGUIAS230		230.00	6	1.0081	231.86

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	0.9881	227.27
5		CHO230		230.00	6	0.9979	229.51
105		PAN-AM23		230.00	6	0.9980	229.54

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3		PANII230		230.00	6	0.9939	228.60
103		COPESA23		230.00	6	0.9981	229.55

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2		PAN115		115.00	6	1.0118	116.36
6		CHO115		115.00	6	1.0361	119.15
12		M.N115		115.00	6	1.0088	116.01
18		CAC115		115.00	6	1.0113	116.30
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0245	117.82

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4		PANII115		115.00	6	1.0090	116.03
9		LSA115		115.00	6	1.0204	117.34
15		PRO115		115.00	6	1.0237	117.73
19		C.V115		115.00	6	1.0010	115.11
21		C.BAN115		115.00	6	1.0009	115.10





23	CH115	115.00	6	1.0059	115.67	26	LOC115	115.00	6	1.0022	115.25
30	MAR115	115.00	6	1.0013	115.15	33	STM115	115.00	6	1.0099	116.14
48	TINAJ115	115.00	6	1.0093	116.07	50	M.O115	115.00	6	1.0095	116.09
52	TOC115	115.00	6	1.0061	115.70	54	LM1115	115.00	6	1.0196	117.25
55	LM2115	115.00	6	1.0195	117.25	61	FFIELD	115.00	9	1.0157	116.81
87	CAL115	115.00	6	1.0131	116.51	88	EST115	115.00	6	1.0139	116.60
92	L.V115	115.00	6	1.0137	116.57	109	STA RITA115	115.00	6	1.0235	117.70
110	PTMD115A	115.00	6	1.0192	117.20	111	PTMD115B	115.00	6	1.0192	117.20
123	MIR115	115.00	7	1.0131	116.51	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0253	117.91
191	CHANG115	115.00	6	1.0196	117.25	522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0197	117.26

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
37		SAN115		115.00	6	0.9994	114.94

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

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	1.0003	230.07
8		LSA230		230.00	6	1.0281	236.46
14		PRO230		230.00	6	1.0304	237.00
96		FOR230		230.00	6	1.0203	234.66
103		COPESA23		230.00	6	1.0042	230.96
115		PACORA23		230.00	6	1.0095	232.19
147		GUASQ230		230.00	6	1.0254	235.84
190		CHANG230		230.00	6	1.0275	236.33
6000		FRONTER		230.00	6	1.0313	237.20

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
5		CHO230		230.00	6	1.0076	231.74
11		M.N230		230.00	6	1.0252	235.79
85		PTP230		230.00	6	1.0224	235.14
100		BAY230		230.00	6	1.0237	235.45
105		PAN-AM23		230.00	6	1.0077	231.78
144		CANJ230		230.00	6	1.0253	235.83
148		VELAD230		230.00	6	1.0349	238.03
511		LGUIAS230		230.00	6	1.0200	234.61

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	0.9944	228.70

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	1.0127	116.46
6		CHO115		115.00	6	1.0464	120.34
12		M.N115		115.00	6	1.0136	116.56
18		CAC115		115.00	6	1.0123	116.41
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0298	118.43
23		CH115		115.00	6	1.0084	115.96
30		MAR115		115.00	6	1.0024	115.27
37		SAN115		115.00	6	1.0011	115.12
50		M.O115		115.00	6	1.0103	116.18
54		LM1115		115.00	6	1.0255	117.93
61		FFIELD		115.00	9	1.0217	117.50
88		EST115		115.00	6	1.0150	116.73
109		STA RITA115		115.00	6	1.0279	118.21
111		PTMD115B		115.00	6	1.0222	117.55
154		CEMPAN15		115.00	6	1.0294	118.38
522		TCATIVÁ 115		115.00	6	1.0258	117.97

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4		PANII115		115.00	6	1.0137	116.58
9		LSA115		115.00	6	1.0334	118.84
15		PRO115		115.00	6	1.0291	118.34
19		C.V115		115.00	6	1.0047	115.55
21		C.BAN115		115.00	6	1.0022	115.26
26		LOC115		115.00	6	1.0034	115.39
33		STM115		115.00	6	1.0107	116.24
48		TINAJ115		115.00	6	1.0102	116.17
52		TOC115		115.00	6	1.0108	116.25
55		LM2115		115.00	6	1.0258	117.97
87		CAL115		115.00	6	1.0148	116.71
92		L.V115		115.00	6	1.0149	116.72
110		PTMD115A		115.00	6	1.0222	117.55
123		MIR115		115.00	7	1.0148	116.70
191		CHANG115		115.00	6	1.0230	117.65

Demanda Mínima

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	1.0286	236.57
5		CHO230		230.00	6	1.0285	236.55
11		M.N230		230.00	6	1.0184	234.24
85		PTP230		230.00	6	1.0228	235.25
100		BAY230		230.00	6	1.0340	237.83
105		PAN-AM23		230.00	6	1.0285	236.55
144		CANJ230		230.00	6	1.0203	234.66
148		VELAD230		230.00	6	1.0198	234.55
511		LGUIAS230		230.00	6	1.0218	235.01

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3		PANII230		230.00	6	1.0298	236.86
8		LSA230		230.00	6	1.0124	232.86
14		PRO230		230.00	6	1.0254	235.85
96		FOR230		230.00	6	1.0195	234.47
103		COPESA23		230.00	6	1.0310	237.12
115		PACORA23		230.00	6	1.0322	237.42
147		GUASQ230		230.00	6	1.0204	234.69
190		CHANG230		230.00	6	1.0294	236.76
6000		FRONTER		230.00	6	1.0262	236.03

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2		PAN115		115.00	6	1.0013	115.15
6		CHO115		115.00	6	1.0780	123.97
15		PRO115		115.00	6	1.0255	117.93
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0262	118.02
33		STM115		115.00	6	1.0005	115.06
50		M.O115		115.00	6	1.0006	115.07
55		LM2115		115.00	6	1.0123	116.41

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4		PANII115		115.00	6	1.0004	115.04
9		LSA115		115.00	6	1.0151	116.74
18		CAC115		115.00	6	1.0013	115.15
23		CH115		115.00	6	1.0025	115.29
48		TINAJ115		115.00	6	1.0005	115.06
54		LM1115		115.00	6	1.0120	116.38
61		FFIELD		115.00	9	1.0105	116.21

*Handwritten signature*



109	STA RITA115	115.00	6	1.0109	116.25	110	PTMD115A	115.00	6	1.0075	115.86
111	PTMD115B	115.00	6	1.0075	115.86	123	MIR115	115.00	7	1.0049	115.56
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0180	117.07	191	CHANG115	115.00	6	1.0277	118.19
522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0124	116.42						

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)
12	M.	N115		115.00	6	0.9929	114.18	19	C.	V115		115.00	6	0.9974	114.70
21	C.	BAN115		115.00	6	0.9975	114.71	26	LOC	115		115.00	6	0.9979	114.76
30	MAR	115		115.00	6	0.9975	114.71	37	SAN	115		115.00	6	0.9970	114.65
52	TOC	115		115.00	6	0.9993	114.91	87	CAL	115		115.00	6	0.9944	114.35
88	EST	115		115.00	6	0.9946	114.38	92	L.	V115		115.00	6	0.9945	114.37

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 2009, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Llano Sánchez – Panamá II, Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Veladero, así como los circuitos de 115 KV Panamá- Cemento Panamá, Las Minas 2 – Chilibre y Las Minas 1- Santa Rita, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo No. 4 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.

6.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en 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 Llano Sánchez – Panamá II y falla trifásica con apertura del circuito Fortuna - Guasquitas. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 5 estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo No.13 se pueden observar los



parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

6.2.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cuál, no se requiere realizar un análisis modal.

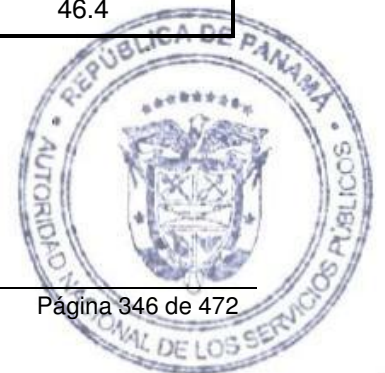
6.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2010

6.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2010, se considera el sistema del año anterior, el 2009, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Los Algarrobos (9.7 MW), así como el proyecto termoeléctrico Panapower (68 MW) y el inicio de operaciones de las unidades No 2, 3 y 4 de Bahía las Minas utilizando carbón.

Tabla 6.3: Distribución de la generación por planta.

Central	Demanda Máxima Invierno MW	Demanda Máxima Verano MW	Demanda Mínima Verano MW
Bahía Las Minas	108.0	166.0	105.0
Estrella	44.0	18.0	18.0
Los Valles	48.0	20.0	20.0
Fortuna	285.0	279.0	91.9
Bayano	239.2	178.7	0
Pan Am	67.5	90.6	30.0
Pedregal	42.0	51.0	33.0
Esti	100.0	80.0	55.0
Concepción	9.5	5.3	5.2
Paso Ancho	4.4	3.0	3.0
El Giral	14.0	46.0	14.0
Los Algarrobos	8.7	4.0	8.4
Cativá	80.0	80.0	40.0
Termo Colón	105.0	108.0	0
Panapower	10.2	30.2	0
ACP	116.0	116.0	46.4



6.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.3.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen 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	1.0088	232.02	11		M.N230		230.00	6	1.0174	234.01
14		PRO230		230.00	6	1.0231	235.31	85		PTP230		230.00	6	1.0134	233.07
96		FOR230		230.00	6	1.0127	232.93	100		BAY230		230.00	6	1.0137	233.16
144		CANJ230		230.00	6	1.0159	233.66	147		GUASQ230		230.00	6	1.0159	233.66
148		VELADERO	230	230.00	6	1.0211	234.85	190		CHANG230		230.00	6	1.0211	234.85
6000		FRONTER		230.00	6	1.0241	235.54								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	0.9774	224.80	3		PANII230		230.00	6	0.9833	226.16
5		CHO230		230.00	6	0.9844	226.41	103		COPESA23		230.00	6	0.9881	227.26
105		PAN-AM23		230.00	6	0.9844	226.42	115		PACORA23		230.00	6	0.9938	228.57
511		LGUIAS230		230.00	6	0.9984	229.63								

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	1.0013	115.15	4		PANII115		115.00	6	1.0064	115.74
6		CHO115		115.00	6	1.0204	117.34	9		LSA115		115.00	6	1.0114	116.32
12		M.N115		115.00	6	1.0073	115.84	15		PRO115		115.00	6	1.0215	117.47
18		CAC115		115.00	6	1.0010	115.11	20		CH.AZUL		115.00	6	1.0223	117.56
52		TOC115		115.00	6	1.0033	115.38	54		LM115		115.00	6	1.0203	117.33
55		LM2115		115.00	6	1.0205	117.36	61		FFIELD		115.00	9	1.0162	116.86
87		CAL115		115.00	6	1.0140	116.62	88		EST115		115.00	6	1.0147	116.70
92		L.V115		115.00	6	1.0146	116.67	109		STA RITA115		115.00	6	1.0228	117.62
110		PTMD115A		115.00	6	1.0144	116.65	111		PTMD115B		115.00	6	1.0144	116.65
123		MIR115		115.00	7	1.0032	115.37	154		CEMPAN15		115.00	6	1.0168	116.94
191		CHANG115		115.00	6	1.0163	116.87	522		TCATIVÁ	115	115.00	6	1.0206	117.37

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19		C.V115		115.00	6	0.9956	114.50	21		C.BAN115		115.00	6	0.9906	113.91
23		CH115		115.00	6	0.9989	114.87	26		LOC115		115.00	6	0.9917	114.05
30		MAR115		115.00	6	0.9905	113.90	33		STM115		115.00	6	0.9993	114.92
37		SAN115		115.00	6	0.9895	113.79	48		TINAJ115		115.00	6	0.9986	114.84
50		M.O115		115.00	6	0.9987	114.86								

Demanda Máxima 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)
5		CHO230		230.00	6	1.0023	230.54	8		LSA230		230.00	6	1.0245	235.65
11		M.N230		230.00	6	1.0231	235.32	14		PRO230		230.00	6	1.0287	236.60
85		PTP230		230.00	6	1.0185	234.25	96		FOR230		230.00	6	1.0182	234.19
100		BAY230		230.00	6	1.0207	234.75	105		PAN-AM23		230.00	6	1.0025	230.58
115		PACORA23		230.00	6	1.0052	231.21	144		CANJ230		230.00	6	1.0236	235.44
147		GUASQ230		230.00	6	1.0236	235.43	148		VELADERO	230	230.00	6	1.0328	237.54
190		CHANG230		230.00	6	1.0247	235.69	511		LGUIAS230		230.00	6	1.0157	233.61
6000		FRONTER		230.00	6	1.0296	236.81								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	0.9883	227.30	3		PANII230		230.00	6	0.9952	228.89
103		COPESA23		230.00	6	0.9994	229.86								

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	1.0154	116.77	4	PANII115	115.00	6	1.0097	116.12
6	CHO115	115.00	6	1.0397	119.56	9	LSA115	115.00	6	1.0281	118.23
12	M.N115	115.00	6	1.0110	116.26	15	PRO115	115.00	6	1.0271	118.12
18	CAC115	115.00	6	1.0149	116.72	19	C.V115	115.00	6	1.0020	115.23
20	CH.AZUL	115.00	6	1.0279	118.21	21	C.BAN115	115.00	6	1.0034	115.39
23	CH115	115.00	6	1.0125	116.44	26	LOC115	115.00	6	1.0048	115.55
30	MAR115	115.00	6	1.0041	115.47	33	STM115	115.00	6	1.0134	116.54
37	SAN115	115.00	6	1.0018	115.20	48	TINAJ115	115.00	6	1.0127	116.46
50	M.O115	115.00	6	1.0128	116.48	52	TOC115	115.00	6	1.0066	115.76
54	LM115	115.00	6	1.0357	119.10	55	LM2115	115.00	6	1.0357	119.11
61	FFIELD	115.00	9	1.0316	118.64	87	CAL115	115.00	6	1.0131	116.51
88	EST115	115.00	6	1.0135	116.55	92	L.V115	115.00	6	1.0133	116.53
109	STA RITA115	115.00	6	1.0363	119.17	110	PTMD115A	115.00	6	1.0279	118.21
111	PTMD115B	115.00	6	1.0279	118.21	123	MIR115	115.00	7	1.0173	116.99
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0364	119.19	191	CHANG115	115.00	6	1.0199	117.29
522	TCATIVÁ 115	115.00	6	1.0359	119.13						

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)
1		PAN230		230.00	6	1.0212	234.89	3		PANII230		230.00	6	1.0225	235.18
5		CHO230		230.00	6	1.0224	235.16	8		LSA230		230.00	6	1.0122	232.80
11		M.N230		230.00	6	1.0291	236.70	14		PRO230		230.00	6	1.0336	237.73
85		PTP230		230.00	6	1.0343	237.89	96		FOR230		230.00	6	1.0320	237.36
100		BAY230		230.00	6	1.0266	236.12	103		COPESA23		230.00	6	1.0237	235.44
105		PAN-AM23		230.00	6	1.0225	235.17	115		PACORA23		230.00	6	1.0248	235.70
144		CANJ230		230.00	6	1.0314	237.22	147		GUASQ230		230.00	6	1.0315	237.26
148		VELADERO		230230.00	6	1.0276	236.35	190		CHANG230		230.00	6	1.0372	238.56
511		LGUIAS230		230.00	6	1.0190	234.38	6000		FRONTER		230.00	6	1.0340	237.81

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2		PAN115		115.00	6	1.0038	115.44	4		PANII115		115.00	6	1.0042	115.48
6		CHO115		115.00	6	1.0717	123.24	9		LSA115		115.00	6	1.0149	116.71
12		M.N115		115.00	6	1.0025	115.28	15		PRO115		115.00	6	1.0337	118.87
18		CAC115		115.00	6	1.0038	115.44	19		C.V115		115.00	6	1.0009	115.10
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0344	118.96	21		C.BAN115		115.00	6	1.0002	115.02
23		CH115		115.00	6	1.0039	115.45	26		LOC115		115.00	6	1.0006	115.06
30		MAR115		115.00	6	1.0001	115.01	33		STM115		115.00	6	1.0030	115.35
48		TINAJ115		115.00	6	1.0031	115.35	50		M.O115		115.00	6	1.0031	115.36
52		TOC115		115.00	6	1.0031	115.35	54		LM1115		115.00	6	1.0117	116.35
55		LM2115		115.00	6	1.0125	116.43	61		FFIELD		115.00	9	1.0102	116.18
87		CAL115		115.00	6	1.0046	115.52	88		EST115		115.00	6	1.0043	115.50
92		L.V115		115.00	6	1.0045	115.52	109		STA RITA115		115.00	6	1.0108	116.24
110		PTMD115A		115.00	6	1.0088	116.01	111		PTMD115B		115.00	6	1.0088	116.01
123		MIR115		115.00	7	1.0074	115.85	154		CEMPAN15		115.00	6	1.0124	116.43
191		CHANG115		115.00	6	1.0356	119.09	522		TCATIVÁ 115		115.00	6	1.0122	116.40

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
37		SAN115		115.00	6	0.9997	114.97								

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 2010, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Panamá II – Llano Sánchez, Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Veladero, así como los circuitos de 115 KV Panamá-Cemento Panamá, las Minas 2- Chilibre y Las Minas 1- Santa Rita, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV del sistema se presentan en el Anexo No. 4, en el que se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.



Handwritten signature

6.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en 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 Llano Sánchez – Panamá II y falla trifásica con apertura del circuito Fortuna - Guasquitas. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 5 estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo No.13 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

6.3.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cuál, no se requiere realizar un análisis modal.

6.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2011

6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para 2011, se considera el sistema del año anterior, el 2010. Para este año, no hay adiciones en el Sistema Principal de Transmisión. Se considera la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Gualaca (25.1 MW), Mendre (19.8 MW), Bonyic (30.0 MW) y Chan I (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 la generación por planta.

Central	Demanda Máxima Invierno MW	Demanda Máxima Verano MW	Demanda Mínima Verano MW
Bahía Las Minas	111.0	114.0	72.0
Estrella	44.0	15.0	15.0
Los Valles	46.0	17.0	17.0
Fortuna	276.0	255.0	93.3
Bayano	198.6	127.4	0
Pan Am	75.0	91.2	14.0
Pedregal	15.1	51.0	16.0
Esti	110.0	80.0	45.0
Gualaca	17.0	15.0	15.0
Bonyic	27.0	18.0	6.0
Concepción	9.5	5.0	5.0
Paso Ancho	0	3.0	2.0
Los Algarrobos	8.0	4.0	4.0
Mendre	17.4	10.0	5.0
El Giral	25.2	46.4	10.8
Chan I	210.0	148.0	72.0
Cativá	56.0	65.6	25.0
Termo Colón	0	110.4	40.0
Panapower	0	60.0	33.6
ACP	116.0	116.0	46.4

6.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.4.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los siguientes valores para el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como para 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)
11	M.	N230	230.00	6	1.0233	235.36	14	PRO230	230.00	6	1.0247	235.68			
85	PTP230	230.00	6	1.0215	234.94	96	FOR230	230.00	6	1.0245	235.64				
100	BAY230	230.00	6	1.0156	233.60	144	CANJ230	230.00	6	1.0215	234.95				
146	GUALACA230	230.00	6	1.0222	235.11	147	GUASQ230	230.00	6	1.0214	234.91				
148	VELADERO	230230.00	6	1.0103	232.37	190	CHANG230	230.00	6	1.0278	236.39				
306	CHAN1	230	230.00	6	1.0294	236.77	6000	FRONTER	230.00	6	1.0249	235.73			

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:



BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	0.9717	223.48
5		CHO230		230.00	6	0.9763	224.55
103		COPESA23		230.00	6	0.9865	226.90
115		PACORA23		230.00	6	0.9916	228.06

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3		PANII230		230.00	6	0.9810	225.62
8		LSA230		230.00	6	0.9887	227.41
105		PAN-AM23		230.00	6	0.9765	224.59
511		LGUIAS230		230.00	6	0.9805	225.52

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		LM115		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)
8		LSA230		230.00	6	1.0198	234.55
14		PRO230		230.00	6	1.0328	237.55
96		FOR230		230.00	6	1.0285	236.55
115		PACORA23		230.00	6	1.0040	230.92
146		GUALACA230		230.00	6	1.0300	236.90
148		VELADERO 230		230.00	6	1.0323	237.42
306		CHAN1 230		230.00	6	1.0225	235.17
6000		FRONTER		230.00	6	1.0332	237.64

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11		M.N230		230.00	6	1.0304	236.99
85		PTP230		230.00	6	1.0261	236.00
100		BAY230		230.00	6	1.0230	235.29
144		CANJ230		230.00	6	1.0296	236.81
147		GUASQ230		230.00	6	1.0295	236.78
190		CHANG230		230.00	6	1.0240	235.53
511		LGUIAS230		230.00	6	1.0099	232.27

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	0.9890	227.48
5		CHO230		230.00	6	0.9976	229.44
105		PAN-AM23		230.00	6	0.9977	229.46

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3		PANII230		230.00	6	0.9950	228.86
103		COPESA23		230.00	6	0.9997	229.93

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2		PAN115		115.00	6	1.0112	116.29
6		CHO115		115.00	6	1.0333	118.83
12		M.N115		115.00	6	1.0239	117.75
18		CAC115		115.00	6	1.0108	116.24
23		CH115		115.00	6	1.0108	116.24
33		STM115		115.00	6	1.0090	116.04
50		M.O115		115.00	6	1.0085	115.97
54		LM115		115.00	6	1.0371	119.27
61		FFIELD		115.00	9	1.0329	118.78
88		EST115		115.00	6	1.0340	118.91
109		STA RITA115		115.00	6	1.0382	119.39
154		CEMPAN15		115.00	6	1.0369	119.24
522		TCATIVA 115		115.00	6	1.0375	119.31

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4		PANII115		115.00	6	1.0081	115.93
9		LSA115		115.00	6	1.0404	119.64
15		PRO115		115.00	6	1.0312	118.58
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0319	118.67
26		LOC115		115.00	6	1.0002	115.03
48		TINAJ115		115.00	6	1.0083	115.96
52		TOC115		115.00	6	1.0049	115.56
55		LM2115		115.00	6	1.0374	119.30
87		CAL115		115.00	6	1.0324	118.73
92		L.V115		115.00	6	1.0330	118.80
123		MIR115		115.00	7	1.0133	116.53
191		CHANG115		115.00	6	1.0128	116.48

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19		C.V115		115.00	6	0.9991	114.90
30		MAR115		115.00	6	0.9994	114.93

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
21		C.BAN115		115.00	6	0.9988	114.86
37		SAN115		115.00	6	0.9972	114.68

Demanda Mínima

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230		230.00	6	1.0219	235.04
5		CHO230		230.00	6	1.0236	235.43

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3		PANII230		230.00	6	1.0231	235.32
8		LSA230		230.00	6	1.0202	234.64





11	M.N230	230.00	6	1.0229	235.26	14	PRO230	230.00	6	1.0286	236.59
85	PTP230	230.00	6	1.0241	235.55	96	FOR230	230.00	6	1.0214	234.92
100	BAY230	230.00	6	1.0270	236.21	103	COPESA23	230.00	6	1.0242	235.57
105	PAN-AM23	230.00	6	1.0236	235.44	115	PACORA23	230.00	6	1.0250	235.75
144	CANJ230	230.00	6	1.0240	235.51	146	GUALACA230	230.00	6	1.0246	235.66
147	GUASQ230	230.00	6	1.0240	235.51	148	VELADERO 230	230.00	6	1.0248	235.72
190	CHANG230	230.00	6	1.0208	234.79	306	CHAN1 230	230.00	6	1.0169	233.89
511	LGUIAS230	230.00	6	1.0237	235.45	6000	FRONTER	230.00	6	1.0293	236.73

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	1.0046	115.52	4		PANII115		115.00	6	1.0044	115.51
6		CHO115		115.00	6	1.0723	123.31	9		LSA115		115.00	6	1.0403	119.63
12		M.N115		115.00	6	1.0049	115.56	15		PRO115		115.00	6	1.0286	118.29
18		CAC115		115.00	6	1.0045	115.52	19		C.V115		115.00	6	1.0008	115.09
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0293	118.37	21		C.BAN115		115.00	6	1.0003	115.03
23		CH115		115.00	6	1.0096	116.10	26		LOC115		115.00	6	1.0008	115.09
30		MAR115		115.00	6	1.0002	115.03	33		STM115		115.00	6	1.0037	115.42
48		TINAJ115		115.00	6	1.0037	115.42	50		M.O115		115.00	6	1.0038	115.43
52		TOC115		115.00	6	1.0032	115.36	54		LM1115		115.00	6	1.0260	117.98
55		LM2115		115.00	6	1.0261	118.00	61		FFIELD		115.00	9	1.0243	117.79
87		CAL115		115.00	6	1.0151	116.73	88		EST115		115.00	6	1.0170	116.95
92		L.V115		115.00	6	1.0158	116.81	109		STA RITA115		115.00	6	1.0260	117.99
123		MIR115		115.00	7	1.0050	115.57	154		CEMPAN15		115.00	6	1.0217	117.50
191		CHANG115		115.00	6	1.0189	117.17	522		TCATIVÁ 115		115.00	6	1.0261	118.00

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
37		SAN115		115.00	6	0.9998	114.97								

Como se puede observar, los niveles de tensión en las diferentes barras del sistema se encuentra dentro de los límites permitidos, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

6.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2011, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Llano Sánchez – Panamá II, Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Veladero, así como los circuitos de 115 KV Panamá – Cemento Panamá, Las Minas 2 – Chilibre y Las Minas 1 – Santa Rita, puesto que estas contingencias son consideradas las más críticas del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo No. 4, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

6.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en 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 Llano Sánchez – Panamá II y falla trifásica con apertura del

*Handwritten signature*

circuito Fortuna - Guasquitas. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 5 estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo No.13 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

6.4.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cuál, no se requiere realizar un análisis modal.

6.5 CARGA DE COMPONENTES DEL SISTEMA

En el Anexo No. 6 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 los límites térmicos de los mismos.

6.6 NIVELES DE CORTOCIRCUITO

En el Anexo No. 7 se presentan los niveles de cortocircuito, tanto trifásico como monofásico, en las distintas barras de 230 y 115 KV de ETESA. A continuación, se presenta una tabla con la capacidad interruptiva de los interruptores de las diferentes subestaciones de ETESA, para los distintos niveles de tensión.



INTERRUPTORES DE POTENCIA

CAPACIDAD INTERRUPTIVA EN kA

Nivel de Voltaje kV	Subestaciones				
	Panamá	Panamá II	Cáceres	Santa Rita	Chorrera
230	40	31.5	-	-	40
115	31.5	20	40	40	-
34.5	-	-	-	-	25
13.8	23	40	-	-	-

Nivel de Voltaje kV	Subestaciones				
	Llano Sánchez	Llano Sánchez (Ampliación)	Veladero	Guasquitas	Mata de Nance
230	31.5	40	40	40	40
115	40	-	-	-	25
34.5	25	-	-	-	40

Nivel de Voltaje kV	Subestaciones		
	Caldera	Progreso	Charco Azul
230	-	31.5	-
115	25	40	30
34.5	-	12	-

Como se puede observar comparando este cuadro con los niveles de falla del Anexo No. 7, 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, 2008 – 2011, 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: diciembre 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: diciembre de 2008
Inversión: B/. 6,099,000

Gran Total: B/. 24,941,000

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: diciembre de 2008

Inversión: B/. 741,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2005

Inicio de Operación: diciembre de 2008

Inversión: B/. 1, 801,000

Gran Total: B/. 2,542,000

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



Handwritten signature or initials.

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/. 3,845,000 y es necesaria la entrada en operación de este proyecto en el año 2009.

Subestación:

Inicio del Proyecto: enero de 2007

Inicio de Operación: junio de 2009

Inversión: B/. 3,845,000

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
TOTAL	99.2



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/. 8,100,000, incluyendo su conexión a la línea de transmisión.

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2007

Inicio de Operación: julio de 2010

Inversión: B/. 8,100,000

1. Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV

Debido al aumento de la capacidad instalad 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 reforzar 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 Changuinola 230, Fortuna y Guasquitas 230 KV.

Las adiciones necesarias son las siguientes:

LINEAS

Línea de 230 KV Changuinola – Fortuna

Cantidad de circuitos: 1

Longitud: 104 Km.

Conductor: 750 ACAR

Capacidad: 250 MVA (normal) 366 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 Changuinola – Fortuna y Fortuna - Guasquitas.

SUBESTACIONES

También será necesaria la ampliación de las subestaciones Changuinola y Guasquitas:

Subestación

Changuinola: adición de una nave de dos interruptores 230 KV

Guasquitas: adición de una nave de dos interruptores 230 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

Costos;

Línea:

Inicio del Proyecto: enero de 2008

Inicio de Operación: julio de 2011

Inversión: Changuinola – Guasquitas: B/. 4,443,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2008

Inicio de Operación: julio de 2011

Inversión: S/E Changuinola: B/. 2,117,000

S/E Guasquitas: B/. 2,117,000

TOTAL: B/. 4,234,000

Gran Total: B/. 8,677,000

2. 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 (150 MW), es necesario reforzar el sistema de transmisión procedente desde la provincia de Colón, Subestación Santa Rita hasta la Subestación Panamá II.

Este refuerzo consiste en lo siguientes:

LINEAS

Línea de 230 KV Santa Rita – Panamá II (tramo de línea desde el Río Chagrés 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 de 115 KV

Panamá II 115 KV: adición de dos interruptores de 115 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

Costos;

Línea:

Inicio del Proyecto: enero de 2008

Inicio de Operación: julio de 2011

Inversión: Chagres – Panamá II:	B/. 7,448,000
Chagres – Santa Rita:	B/. 3,569,000
TOTAL:	B/. 11,017,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2008

Inicio de Operación: julio de 2011

Inversión: S/E Panamá II:	B/. 1,759,000
S/E Santa Rita:	B/. 3,072,000
TOTAL:	B/. 4,831,000

Gran Total: B/. 15,848,000

7.3 OBRAS NUEVAS DEL PLAN 2008

1. Nave 3 S/E Fortuna

Mediante el Acuerdo Privado celebrado entre ETESA y la Empresa de Generación Eléctrica Fortuna S. A., esta última construyó la Nave 3 de la Subestación Fortuna, con el propósito de permitir en un inicio, la entrega de la generación de la central hidroeléctrica Estí al sistema. Posteriormente, al culminarse la construcción de la



línea de transmisión Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II, brindaría a Fortuna dos puntos de entrega, S/E Guasquitas y S/E Mata de Nance. En esta Nave 3 de Fortuna también se contaría con una salida para la conexión de la futura línea de transmisión de 230 KV Fortuna – Changuinola, con el propósito de integrar la provincia de Bocas del Toro al sistema.

En base a lo planteado y a la nota de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) No. DSAN-574-08, del 28 de febrero de 2008, mediante al cual indica que ETESA debe incluir en el Plan de Expansión de 2008 la adquisición de dicha Nave 3 de Fortuna, ya que debido a sus características la misma debe formar parte del Sistema Principal de Transmisión de ETESA, se incluye en este plan la compra de la misma a la empresa Enel Fortuna, S. A. Se ha estimado que el dicha Nave 3 tiene un costo de B/. 1,500.000 y que la compra de la misma se debe efectuar durante el año 2009.

2. Refuerzo Las Guías 230 KV

Debido a la reciente licitación de las empresas distribuidoras, realizada en septiembre de 2008, entrarán en operación al 2011 un total de 416 MW de proyectos hidroeléctricos en la provincia de Chiriquí lo cual traería como consecuencia que sea necesaria la entrada el segundo circuito Llano Sánchez – Chorrera en la subestación Las Guías. Para esto será necesaria la ampliación del patio de 320 KV mediante al adición de una nave de tres interruptores. De no realizarse esta ampliación, se produciría una sobrecarga en las líneas Llano Sánchez – Las Guías y Las Guías – Chorrera.

Inicio del Proyecto: enero de 2009

Inicio de Operación: julio de 2011

Inversión: B/. 3,338,000

3. Banco de Capacitores S/E Panamá II

Debido a la reciente licitación de las empresas distribuidoras, realizada en septiembre de 2008, entrarán en operación al 2011 un total de 416 MW de proyectos hidroeléctricos en la provincia de Chiriquí. Esto trae como consecuencia que para la época de invierno, en la cual se despacharían al máximo todas la centrales hidro se necesitaría soporte de reactivo en el sistema, especialmente en el área de la ciudad capital de Panamá y Colón, donde se encuentra aproximadamente el 70% de la carga. Con este propósito, los análisis han determinado que es necesaria la incorporación al sistema de 120 MVAR de capacitores en la Subestación Panamá II.

Inicio del Proyecto: enero de 2009

Inicio de Operación: julio de 2011

Inversión: B/. 3,555,000



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 2012 – 2021 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 No. 4 “Resultados de Estado Estable” y el Anexo No. 5 “Resultados de Estabilidad Transitoria”.

Todos los análisis realizados para todos los escenarios de generación se hicieron con intercambio neto de 0 MW entre Panamá y Centroamérica y también con intercambios de Panamá exportando hacia Centroamérica, de acuerdo a los resultados de exportación obtenidos de los análisis del SDDP para el bloque de punta (demanda máxima) del Plan Indicativo de Generación, Para los intercambios se consideraron los siguientes niveles de exportación:

Año	Escenario de Invierno (MW)	Escenario de Verano (MW)
2012	250	228
2016	170	174
2021	290	240

Todos estos resultados se aprecian en el Anexo No. 4.

8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2012

8.1.1 ESCENARIOS REGMHTCB8 y REGMHTGDC8

ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2012. 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 el banco de capacitores de 60 MVAR en Panamá II, el segundo circuito 230 KV Guasquitas – Fortuna – Changuinola, la línea de 230 KV Santa Rita – Panamá II. T3 de Chorrera, T3 de



Llano Sánchez y T4 de Panamá. Se considera que entran en operación los proyectos hidroeléctricos Tabasará (34.5 MW), Lorena (35.7 MW), Bajo de Mina (52.4 MW) y una planta térmica de Carbón (250 MW), además de los proyectos que habían entrado hasta el año 2011.

OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima, se encuentran dentro del límite permisible, por lo que el sistema opera dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

OPERACION EN CONTINGENCIA

Para este escenario, para el año 2012 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Panamá II – Llano Sánchez, Guasquitas – Veladero, Mata de Nance – Veladero, Panamá – Cemento Panamá, Las Minas 2 – Chilibre, Las Minas 1 – Santa Rita y Panamá II – Santa Rita, 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. 4 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 el circuito Pacora – Panamá II con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Panamá II – Llano Sánchez con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Guasquitas - Veladero con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Fortuna - Guasquitas con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Mata de Nance – Veladero con apertura de este circuito y falla trifásica en Santa Rita – Panamá II con apertura de este circuito. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 5 de resultados de estabilidad.

8.1.2 ESCENARIO REGMHTTLA8

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA



Para este año, en estos escenarios entran en operación el banco de capacitores de 60 MVAR en Panamá II, el segundo circuito 230 KV Guasquitas – Fortuna – Changuinola, la línea de 230 IV Santa Rita – Panamá II, T3 de S/E Chorrera, T3 de S/E Llano Sánchez y T4 de S/E Panamá. Se considera que entran en operación los proyectos hidroeléctricos Tabasará (34.5 MW), Lorena (35.7 MW), Bajo de Mina (52.4 MW), una planta térmica de Carbón (250 MW) y el proyecto eólico Santa Fé (81 MW), además de los proyectos que entran en operación hasta el año 2011.

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 2012 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Panamá II – Llano Sánchez, Guasquitas – Veladero, Mata de Nance – Veladero, Panamá – Cemento Panamá, Las Minas 2 – Chilibre, Las Minas 1 – Santa Rita y Panamá II – Santa Rita, 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. 4, 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 el circuito Pacora – Panamá II con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Panamá II – Llano Sánchez con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Guasquitas - Veladero con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Fortuna - Guasquitas con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Mata de Nance – Veladero con apertura de este circuito y falla trifásica en Santa Rita – Panamá II con apertura de este circuito. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 5 de resultados de estabilidad.



8.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2016

8.2.1 ESCENARIO REGMHTCB8

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 los escenarios considerados entran en operación un banco de capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez, un banco de capacitores de 60 MVAR en S/E Panamá, un banco de capacitores de 60 MVAR en S/E Panamá II, T3 de S/E Panamá II, un circuito Veladero – Llano Sánchez 230 KV y el refuerzo 230 KV en Chorrera y Panamá. Igualmente, se considera la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Prudencia (56.2 MW), Baitún (86 MW), El Sindigo (10 MW), Pando (32 MW) y Monte Lirio (51.6 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, en el 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 Panamá II – Llano Sánchez, Guasquitas – Veladero, Mata de Nance – Veladero, Panamá – Cemento Panamá, Las Minas 2 – Chilibre, Las Minas 1 – Santa Rita y Panamá II – Santa Rita, 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. 4, 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 y 115 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 el circuito Pacora – Panamá II con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Panamá II – Llano Sánchez con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Guasquitas - Veladero con apertura de este mismo circuito,



falla trifásica en un circuito Fortuna - Guasquitas con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Mata de Nance – Veladero con apertura de este circuito y falla trifásica en Santa Rita – Panamá II con apertura de este circuito. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 5 de resultados de estabilidad.

8.2.2 ESCENARIO REGMHTGDC8

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 90 MVAR en Llano Sánchez, un banco de capacitores de 60 MVAR en Panamá, un banco de capacitores de 60 MVAR en Panamá II, T3 de la subestación Panamá II, un circuito Veladero – Llano Sánchez 230 KV y el refuerzo 230 KV en Chorrera y Panamá. Se considera la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Prudencia (56.2 MW), Baitún (86 MW), El Sindigo (10 MW), Pando (32 MW), Barro Blanco (19.8 MW) y la conversión del Ciclo Combinado de Bahía Las Minas (160 MW) a gas natural.

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 Panamá II – Llano Sánchez, Guasquitas – Veladero, Mata de Nance – Veladero, Panamá – Cemento Panamá, Las Minas 2 – Chilibre, Las Minas 1 – Santa Rita y Panamá II – Santa Rita, 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. 4, 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 y 115 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 el circuito Pacora – Panamá II con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Panamá II – Llano Sánchez con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Guasquitas - Veladero con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Fortuna - Guasquitas con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Mata de Nance – Veladero con apertura de este circuito y falla trifásica en Santa Rita – Panamá II con apertura de este circuito. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 5 de resultados de estabilidad.

8.2.3 ESCENARIO REGMHTTLA8

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para este año, en los escenarios evaluados entran en operación un banco de capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez, un banco de capacitores de 60 MVAR en S/E Panamá, un banco de capacitores de 60 MVAR en S/E Panamá II, T3 de S/E Panamá II, un circuito Veladero – Llano Sánchez 230 KV y el refuerzo 230 KV en Chorrera y Panamá. Se considera la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Prudencia (56.2 MW), Baitún (86 MW), El Sindigo (10 MW), la conversión del Ciclo Combinado de Bahía Las Minas (160 MW) a gas natural y el proyecto eólico Toabré (120 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 Panamá II – Llano Sánchez, Guasquitas – Veladero, Mata de Nance – Veladero, Panamá – Cemento Panamá, Las Minas 2 – Chilibre, Las Minas 1 – Santa Rita y Panamá II – Santa Rita, 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. 4, 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 y 115 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 y 115 KV, con apertura en 4 ciclos de la línea de transmisión. Las fallas consideradas fueron las siguientes: falla trifásica en el circuito Pacora – Panamá II con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Panamá II – Llano Sánchez con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Guasquitas - Veladero con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Fortuna - Guasquitas con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Mata de Nance – Veladero con apertura de este circuito y falla trifásica en Santa Rita – Panamá II con apertura de este circuito. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 5 de resultados de estabilidad.

8.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2021

8.3.1 ESCENARIO REGMHTCB8

ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2021. 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 30 MVAR en S/E Llano Sánchez, un circuito 230 KV Guasquitas – Veladero, un circuito 230 KV Guasquitas – Fortuna, el segundo circuito Llano Sánchez – Panamá II 230 KV entra en las subestaciones Chorrera y Panamá y un circuito de 230 KV Santa Rita – Panamá II. Se considera la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos El Alto (60 MW), Barro Blanco (19.8 MW) y dos plantas de Carbón de 250 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 2021 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 Llano Sánchez - Chorrera, Guasquitas – Veladero, Mata de Nance – Veladero, Panamá – Cemento Panamá, Las Minas 2 – Chilibre, Las Minas 1 – Santa Rita y Panamá II – Santa Rita, 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. 4, 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 el circuito Pacora – Panamá II con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Llano Sánchez - Chorrera con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Guasquitas - Veladero con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Fortuna - Guasquitas con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Mata de Nance – Veladero con apertura de este circuito y falla trifásica en Santa Rita – Panamá II con apertura de este circuito. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 5 de resultados de estabilidad.

8.3.2 ESCENARIO REGMHTGDC8

ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2021. 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 30 MVAR en S/E Llano Sánchez, un circuito 230 KV Guasquitas – Veladero, un circuito 230 KV Guasquitas – Fortuna, el segundo circuito Llano Sánchez – Panamá II 230 KV entra en las subestaciones Chorrera y Panamá y un circuito 230 KV Santa Rita – Panamá II. También se considera la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos El Alto (60 MW), Monte Lirio (51.6 MW) y dos plantas de Ciclo Combinado de gas natural de 250 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 2021 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 Llano Sánchez - Chorrera, Guasquitas – Veladero, Mata de Nance – Veladero, Panamá – Cemento Panamá,



Las Minas 2 – Chilibre, Las Minas 1 – Santa Rita y Panamá II – Santa Rita, 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. 4, 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 el circuito Pacora – Panamá II con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Llano Sánchez - Chorrera con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Guasquitas - Veladero con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Fortuna - Guasquitas con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Mata de Nance – Veladero con apertura de este circuito y falla trifásica en Santa Rita – Panamá II con apertura de este circuito. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 5 de resultados de estabilidad.

8.3.3 ESCENARIO REGMHTTLA8

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para este año, en estos escenarios entran en operación un banco de capacitores de 30 MVAR en S/E Llano Sánchez, un circuito 230 KV Guasquitas – Veladero, un circuito 230 KV Guasquitas – Fortuna, el segundo circuito Llano Sánchez – Panamá II 230 KV entra en las subestaciones Chorrera y Panamá y un circuito 230 KV Santa Rita – Panamá II. Se considera la entrada en operación dos plantas 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 2021 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 Llano Sánchez - Chorrera, Guasquitas – Veladero, Mata de Nance – Veladero, Panamá – Cemento Panamá,



Las Minas 2 – Chilibre, Las Minas 1 – Santa Rita y Panamá II – Santa Rita, 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. 4, 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 el circuito Pacora – Panamá II con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Llano Sánchez - Chorrera con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Guasquitas - Veladero con apertura de este mismo circuito, falla trifásica en un circuito Fortuna - Guasquitas con apertura de este circuito, falla trifásica en un circuito Mata de Nance – Veladero con apertura de este circuito y falla trifásica en Santa Rita – Panamá II con apertura de este circuito. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 5 de resultados de estabilidad.

8.4 ESCENARIO CON NUEVAS PLANTAS DE GENERACIÓN

De acuerdo con la licitación de compra de potencia y energía realizada por las empresas distribuidoras Unión Fenosa y Elektra Noreste a inicios de septiembre del año 2008, se adjudicaron contratos con varias empresas de generación hidroeléctrica, todas ellas ubicadas en el occidente del país, en la provincia de Chiriquí.

Los contratos adjudicados con nuevas centrales hidroeléctricas son los siguientes:

Empresa	Proyecto	Cap. Instalada (MW)	Potencia Contratada (MW)	Fecha Entrada en Operación	Fecha de Contrato
Hidro Caisán	El Alto	60	22.14	Enero 2013	Enero 2013
Electron Investment	Pando y Monte Lirio	32 y 51.6	45.0	Sept. 2012	Enero 2013
Alternegy	Lorena y Prudencia	36.7 y 56.2	80.0	Marzo 2012 y Sept. 2012	Enero 2013
Bontex	Gualaca	25.1	20.0	Nov. 2011	Enero 2013
Total		261.6			

Todos estos proyectos suman un total de 261.6 MW.



Handwritten signature or initials.

Además de estos proyectos, se encuentran en construcción los siguientes proyecto hidroeléctricos:

Empresa	Proyecto	Cap. Instalada (MW)	Fecha Entrada en Operación
AES Panamá	Chang75	223.0	Abril 2011
ESEPSA	Algarrobos	9.7	2010
Caldera Energy	Mendre	20.0	2010
Ideal Panamá	Bajo de Mina	52.4	Sept. 2010
Ideal Panamá	Baitún	86.0	Abril 2011
Hidroecológica del Teribe	Bonyic	30.0	2013
Total		421.1	

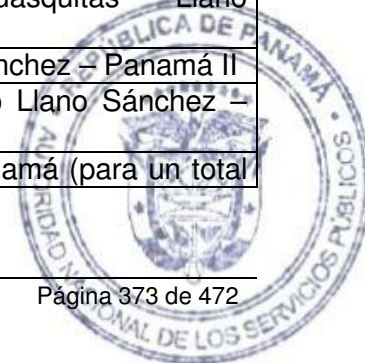
Todos estos proyectos suman un total de 421.1 MW. para un total en el periodo 2010 – 2013 de 682.7 MW de proyectos hidroeléctricos, todos ellos instalados en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.

Además, la ASEP otorgó recientemente la licencia definitiva al proyecto eólico Toabre, de la empresa ENRILEWS, el cual se encuentra ubicado en Antón. El mismo ha indicado a ETESA que entrará en operación a mediados del año 2010 con una capacidad instalada de 150 MW. Esto daría que para el año 2013 entrarían en operación en el sistema más de 830 MW ubicados todos ellos en el área occidental del país.

Con la instalación de esta nueva generación hidroeléctrica y eólica para el año 2013, se procedió a evaluar el sistema de transmisión existente de ETESA, viendo que el mismo no tendría la capacidad de poder evacuar toda esta nueva capacidad instalada en el área occidental, especialmente en condiciones de despacho de época de invierno, donde se requeriría despachar toda esta generación, ya que son plantas de pasada.

Los refuerzos identificados son los siguientes:

Año	Proyecto
2011	Entrada del segundo circuito Llano Sánchez – Chorrera en S/E Las Guías Adición de Banco de Capacitares de 120 MVAR en S/E Panamá II
2012	Construcción de segundo circuito 230 KV Fortuna - Guasquitas Entrada del circuito Antón – Panamá II 230 KV en la S/E Panamá Adición de Banco de Capacitares de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez
2013	Construcción de nueva línea 230 KV doble circuito Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II, montaje del primer circuito
2016	Montaje del segundo circuito 230 KV Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II Entrada en las S/E Antón y Panamá del segundo circuito Llano Sánchez – Panamá II Adición de Banco de Capacitares de 60 MVAR en S/E Panamá (para un total)



de 120 MVAR en esta S/E)

Para este nuevo escenario se realizaron los análisis eléctricos que se presentan en el Anexo No. 40.

OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, para los años 2009, 2010, 2011, 2012, 2016 y 2021, 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 los años 2009, 2010, 2011, 2012, 2016 y 2021 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 Llano Sánchez – Panamá II, Guasquitas – Veladero, Fortuna – Guasquitas, Veladero – Llano Sánchez y Antón – Panamá, 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. XXX, 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 uno de los circuitos Guasquitas – Veladero, Llano Sánchez - Panamá II y Fortuna - Guasquitas con falla trifásica con duración de 4 ciclos y apertura del mismo. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo No. 41 de resultados de estabilidad.



Capítulo 9: Resultados de la Evaluación Técnica-Económica y Selección del Plan de Expansión

9.1 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Para el análisis del plan de expansión se plantearon los siguientes tres escenarios de oferta de generación de energía:

- **Escenario 1:** Demanda Media Hidrotérmico considerando Carbón (REGMHTCB8) dentro de un escenario regional.
- **Escenario 2:** Demanda Media Hidrotérmico considerando Gas abastecido por Gasoducto a partir del 2015 y Carbón (REGMHTGDC8) dentro de un escenario regional.
- **Escenario 3:** Demanda Media Hidrotérmico considerando Gas abastecido por Gasoducto a partir del 2015, Carbón y Eólica (REGMHTTLA8) dentro de un escenario regional.

Adicionalmente a esos escenarios se analizaron cinco sensibilidades del escenario 1:

- **Sensibilidad 1:** Atraso de un año al Inicio de Operaciones del Proyecto Chan I (se atrasa al año 2012)
- **Sensibilidad 2:** Atraso de un año en el inicio de operaciones de Termo Colón (se atrasa al 2010)
- **Sensibilidad 3:** Atraso de un año en el Inicio de Operaciones de la Planta de Carbón (se atrasa al 2013)
- **Sensibilidad 4:** Aumento de Costos en los Combustibles. (se aumentaron en un 10%)
- **Sensibilidad 5:** Escenario de crecimiento de demanda bajo.

El plan de expansión de transmisión se define para los tres escenarios base y los proyectos encontrados se analizan desde el punto de vista energético tanto en los tres escenarios base como en las cinco sensibilidades.

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 límite 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 límite 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 tres escenarios analizados. También se presenta la diferencia que hay entre el costo operativo real contra el costo ideal que tendría el sistema sin restricciones de transmisión, es decir, ante un despacho ideal de mínimo costo.

Es importante resaltar que la diferencia entre la situación de costo operativo ideal y real indica que hay un margen importante que eventualmente puede soportar inversiones de refuerzo de transmisión que logren reducir el costo operativo real aproximándolo al ideal.



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 si la red fuera ideal y no existieran limitaciones de transporte no se esperarían cortes de carga causados por falta de generación.

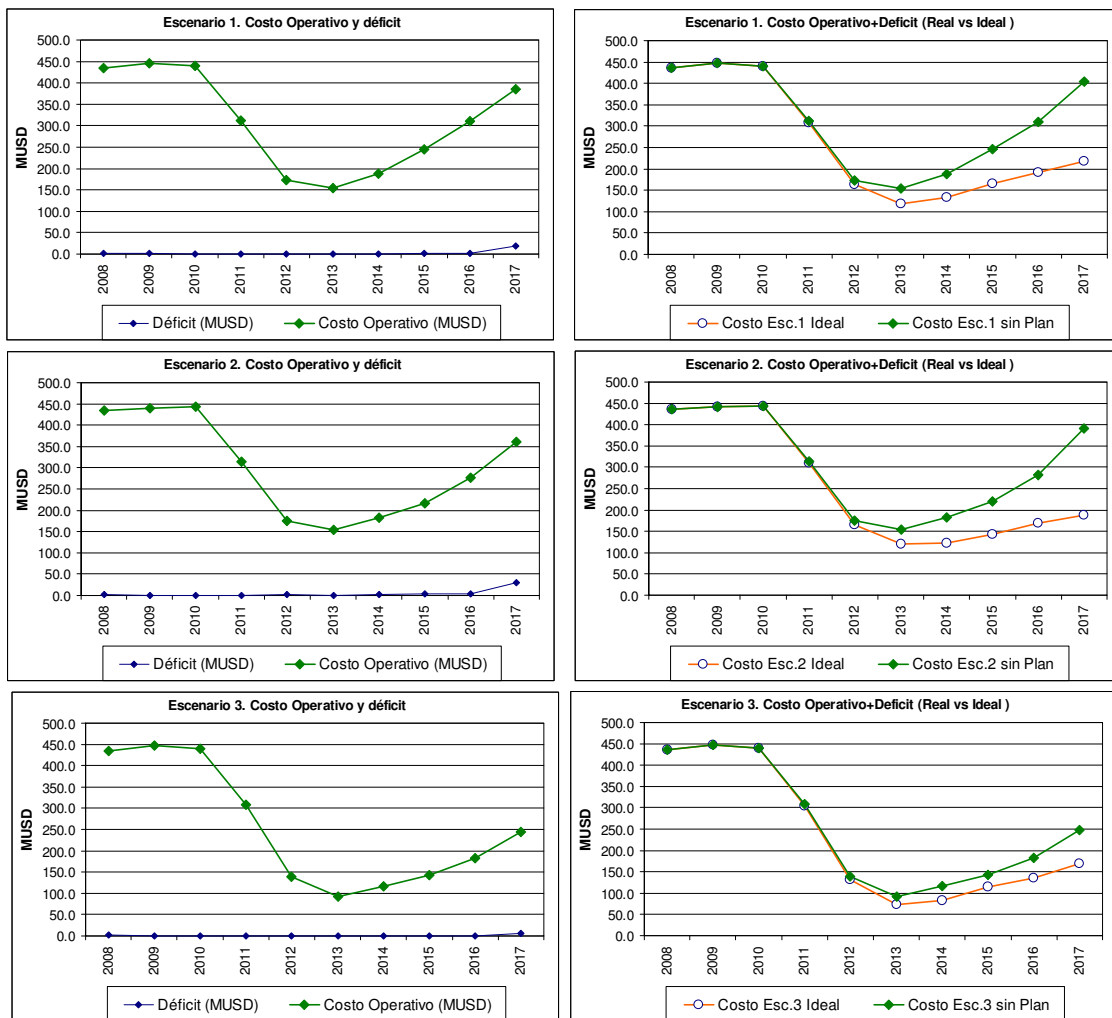


Figura 9-1 Proyección de Costo Operativo y déficit sin plan

Hasta el año 2011 los costos operativos son similares en todos los escenarios, el escenario 1 presenta el mayor valor en todo el horizonte, para el escenario 2 el costo disminuye con respecto al primero ante la alternativa de generación con gas transportado por ducto, y el tercer escenario lleva a un valor menor comparado

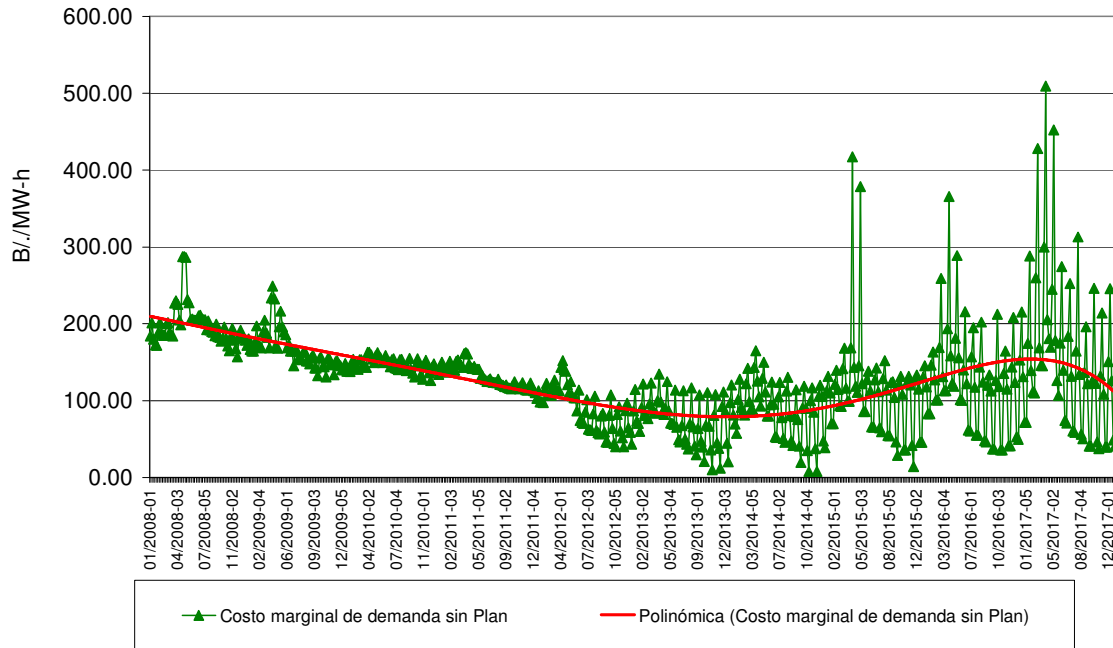


Handwritten signature or initials.

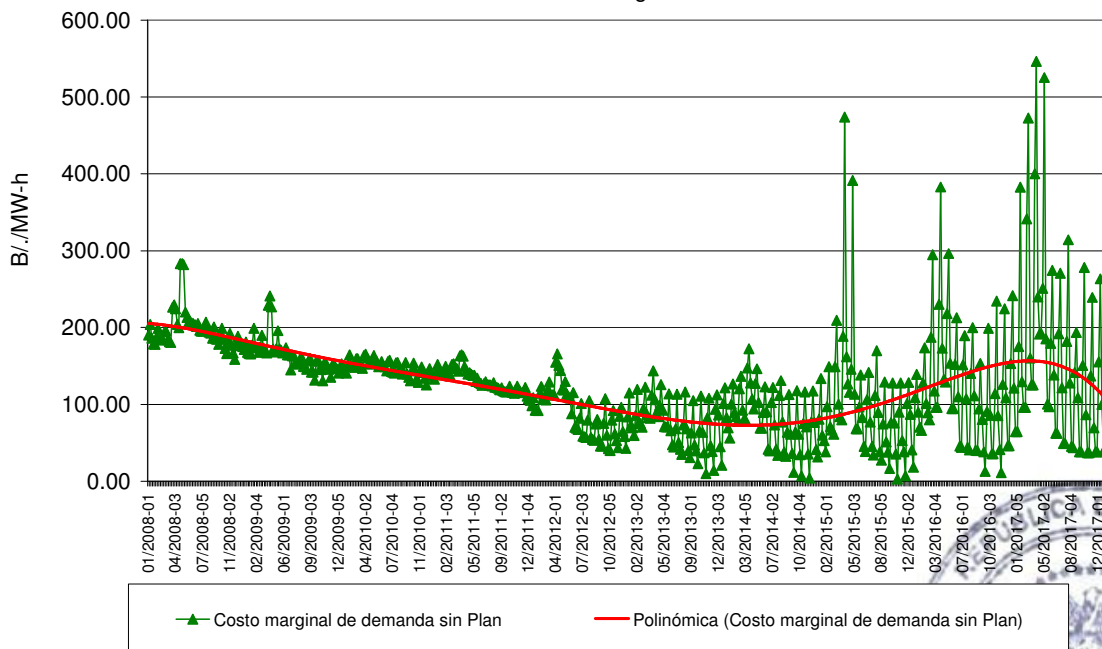
con los anteriores dadas las expectativas de generación con gas y parques eólicos.

Para todos los escenarios el costo marginal del sistema tiene el comportamiento mostrado en la Figura 9-2, que inicia con un valor promedio de 200 USD/MW-h, y según el caso se reduce y al final del período queda en el rango entre 100 y 150 USD/MW-h.

Escenario 1. Costo Marginal sin Plan



Escenario 2. Costo Marginal sin Plan



Handwritten signature

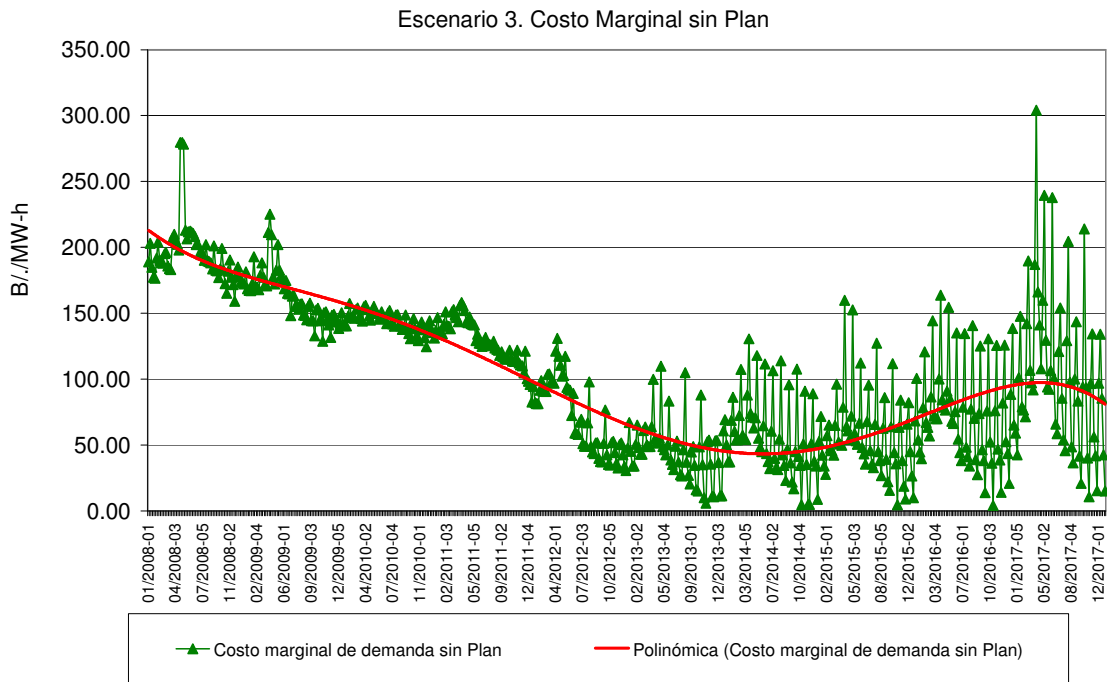


Figura 9-2 Evolución del costo marginal del sistema sin plan

9.4 PROYECTOS CANDIDATOS

El conjunto de candidatos utilizados para expansión se describen en el Anexo No. 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 2011, 2014, 2016 y 2020, 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:




Tabla 9-1 Frecuencias ponderadas para cada candidato en los 3 escenarios. Período 2011–2020. (Valores en %)

Barra Inicio	Barra Llegada	Reactancia (%)	Capacidad (MW)	Costo (MUSD)	2011		
					Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
Chang230	GUA-230	11.40	225	8.76	45	45	45
CHO-230	PAN-230	3.50	193	7.80	0	0	0
LLS-230	CHO-230	12.50	193	20.60	0	0	0
SRITA-230	PA2-230	4.50	225	11.20	0	0	0
VEL-230	LLS-230	9.90	225	19.67	0	0	0

Barra Inicio	Barra Llegada	Reactancia (%)	Capacidad (MW)	Costo (MUSD)	2014		
					Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
Chang230	GUA-230	11.40	225	8.76	86	80	79
CHO-230	PAN-230	3.50	193	7.80	11	9	55
LLS-230	CHO-230	12.50	193	20.60	20	18	56
SRITA-230	PA2-230	4.50	225	11.20	4	1	2
VEL-230	LLS-230	9.90	225	19.67	24	34	43

Barra Inicio	Barra Llegada	Reactancia (%)	Capacidad (MW)	Costo (MUSD)	2016		
					Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
Chang230	GUA-230	11.40	225	8.76	86	86	80
CHO-230	PAN-230	3.50	193	7.80	35	24	46
LLS-230	CHO-230	12.50	193	20.60	57	46	60
SRITA-230	PA2-230	4.50	225	11.20	8	10	12
VEL-230	LLS-230	9.90	225	19.67	61	49	38

Barra Inicio	Barra Llegada	Reactancia (%)	Capacidad (MW)	Costo (MUSD)	2020		
					Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
Chang230	GUA-230	11.40	225	8.76	82	79	87
CHO-230	PAN-230	3.50	193	7.80	37	27	8
LLS-230	CHO-230	12.50	193	20.60	47	55	57
SRITA-230	PA2-230	4.50	225	11.20	98	69	68
VEL-230	LLS-230	9.90	225	19.67	52	56	29

Los candidatos seleccionados por el modelo de expansión corresponden a líneas de circuito sencillo, que conforman soluciones técnicamente viables de mínimo costo de inversión con las cuales se cumplen las restricciones operativas del modelo. En esta parte del cálculo no se evalúa el criterio N-1, por lo cual es necesario revisar y complementar las soluciones encontradas mediante la etapa de análisis eléctricos de largo plazo.



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.

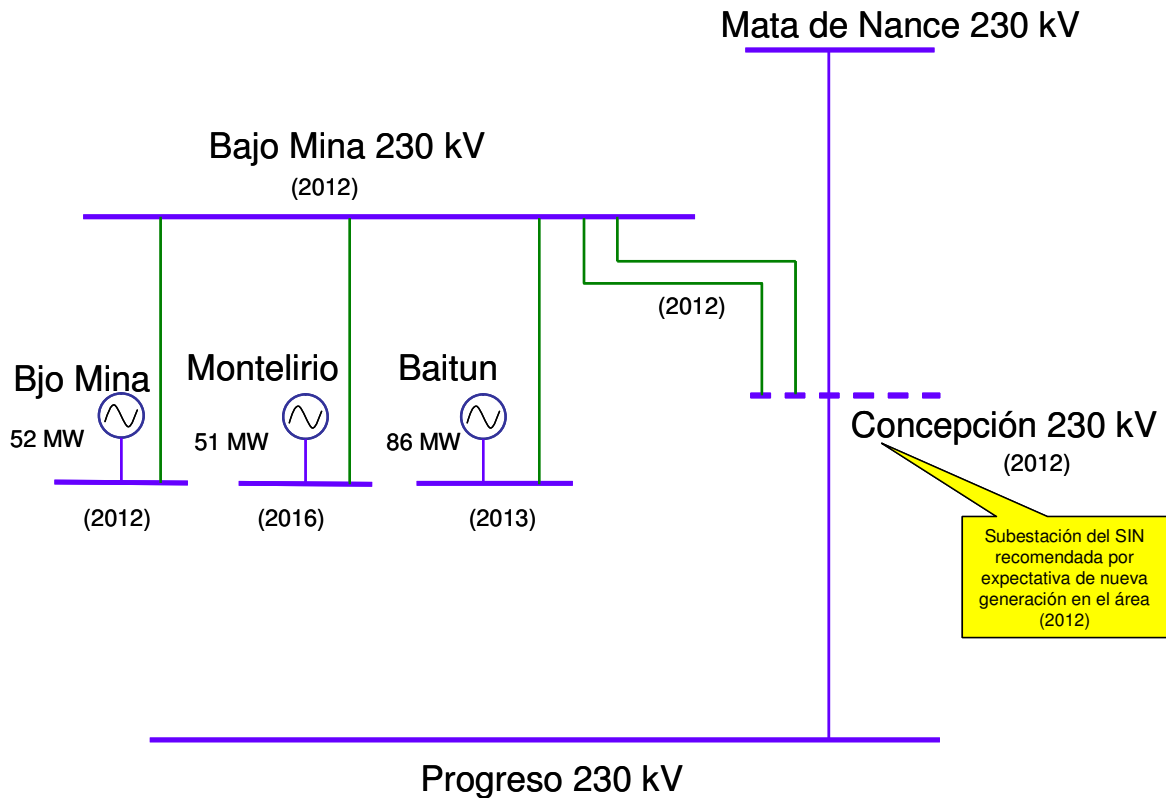


Figura 9-3 Conexión de Bajo de Mina, Monte Lirio y Baitun

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 Bajo de Mina en el 2012.

No aparece la necesidad de refuerzos a nivel de 115 KV.

Para la conexión de generación en la subestación Changuinola 230 KV se plantea un refuerzo Guasquitas-Changuinola que es necesario para evitar atrapamientos de generación, en especial en horas de punta y despacho hidráulico, dado que en la subestación se espera conectar una capacidad cercana a los 250 MW y la conexión disponible para esa subestación es el circuito Changuinola-Fortuna a 230 KV con una capacidad de 193 MW. Este resultado se corrobora con el modelo de expansión.



En el área oriental, se espera la conexión de unidades a carbón en Santa Rita 115 y 230 KV con una capacidad de 370 MW hasta el 2012, siendo necesario un refuerzo Santa Rita-Panamá II en doble circuito desde el 2011. De acuerdo con el modelo de expansión solo sería necesario este refuerzo desde el 2020, dado que el modelo DC interpreta que con la red a 115 KV que llega a Panamá 115 KV sería suficiente para evacuar la potencia instalada, por lo cuál se hará el análisis de esta línea como un proyecto de refuerzo de la transmisión independiente de la conexión de generación en Santa Rita.

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 4 y 5.

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 uno de los circuitos Llano Sánchez-Panamá II 230-12 y 230-13 a la subestación Chorrera y Panamá, quedando conformados los siguientes circuitos:

- Llano Sánchez - Chorrera a 230 KV 3 circuitos
- Chorrera - Panamá a 230 KV 3 circuitos
- Panamá - Panamá II a 230 KV 3 circuitos
- Llano Sánchez - Panamá II a 230 KV 1 circuito



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 2012
- 60 MVAR adicionales en Panamá II 115 KV para el 2016 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.
- 90 MVAR en Llano Sánchez 115 KV para el 2016
- 30 MVAR en Llano Sánchez en el 2021 (para un total de 120 MVAR)

En este plan se plantea la necesidad de la adición del cuarto transformador 230/115 KV de 350 MW en Panamá y el tercer transformador 230/115 KV de 150 MW en Panamá II, los cuales tienen una alta confiabilidad, pero en caso de salida de éstos elemento el sistema se vería en condiciones de alto sobrecosto operativo por un período no menor a dos años⁴⁵. En este capítulo se evaluará la conveniencia de recomendar los repuestos para estos transformadores.

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:

- Nueva subestación Changuinola 230 KV para conexión de Bonyic y Changuinola en el 2011.
- Línea Fortuna-Changuinola para evacuar la energía de Bonyic y Changuinola
- Nueva subestación Concepción 230 KV en el 2012
- Bajo de Mina – Concepción doble circuito a 230 KV para el 2012
- Conexión de la generación de Bajo Mina en el 2012
- Baitun – Bajo Mina 1 circuito a 230 KV para el 2013
- Monte Lirio – Bajo Mina 1 circuito a 230 KV para el 2016

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:

⁴⁵ Se calcula que en las condiciones actuales, el diseño, contratación, construcción y montaje de un repuesto para estos transformadores no se lograría en menos de dos años.



- **Proyecto P1.** Línea Guasquitas-Changuinola 230 KV (1 circuito) para el 2011. El costo de inversión aproximado es de 8.76 millones de B/.
- **Proyecto P2.** Refuerzo entre Santa Rita y Panamá II en doble circuito a 230 KV para el 2011, asociado a la expansión de generación en Santa Rita 115 y 230 KV, se selecciona el doble circuito con base en el análisis eléctrico de largo plazo a fin de cumplir el criterio N-1. El proyecto tiene un costo de inversión aproximado de 27.81 millones de B/.
- **Proyecto P3.** Refuerzo del sistema mediante la línea Veladero-Llano Sánchez (1 circuito) para el 2016. El costo de inversión aproximado es de 19.67 millones de B/.
- **Proyecto P4.** Compensación capacitiva de 60 MVAR en Panamá II 115 KV para el 2012 y 60 MVAR adicionales para el 2016 quedando un total de 120 MVAR. Reconfiguración asociada a la ampliación de capacidad entre el subsistema oriental y occidental para el año 2016 definido por la entrada de uno de los circuitos Llano Sánchez-Panamá II a Chorrera y a Panamá, quedando conformados los circuitos Llano Sánchez-Chorrera a 230 KV (3 circuitos), Chorrera-Panamá a 230 KV (3 circuitos), Panamá - Panamá II a 230 KV (3 circuitos) y Llano Sánchez - Panamá II a 230 KV (1 circuito). En Panamá 115 KV 60 MVAR para el 2016, 90 MVAR en Llano Sánchez 115 KV para el 2016 y 30 MVAR en Llano Sánchez en el 2021 para un total de 120 MVAR. El costo de esas reconfiguraciones más las compensaciones capacitivas⁴⁶ necesarias es de aproximadamente 20.02 millones de B/.
- **Proyecto P5.** Análisis del cuarto transformador 230/115 KV de 350 MVA en la subestación Panamá 230 KV para el 2012. El costo de inversión aproximado es de 6.94 millones de B/.
- **Proyecto P6.** Análisis del tercer transformador 230/115 KV de 150 MVA en la subestación Panamá II 230 KV para el 2012. El costo de inversión aproximado es de 5.63 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: Línea Guasquitas-Changuinola 230 KV (1 circuito) para el 2011 (P1)

El costo operativo del SIN incluyendo este proyecto se muestra en la Figura 9-4, para el horizonte de simulación del SDDP, del cuál se puede interpretar que no se aprecia una disminución importante en el costo operativo del SIN con el proyecto, comparado con el costo de operación sin refuerzos y con el costo operativo ideal.

⁴⁶ El costo de cada compensación de 60 MVAR es de aproximadamente 1.35 millones de B/.



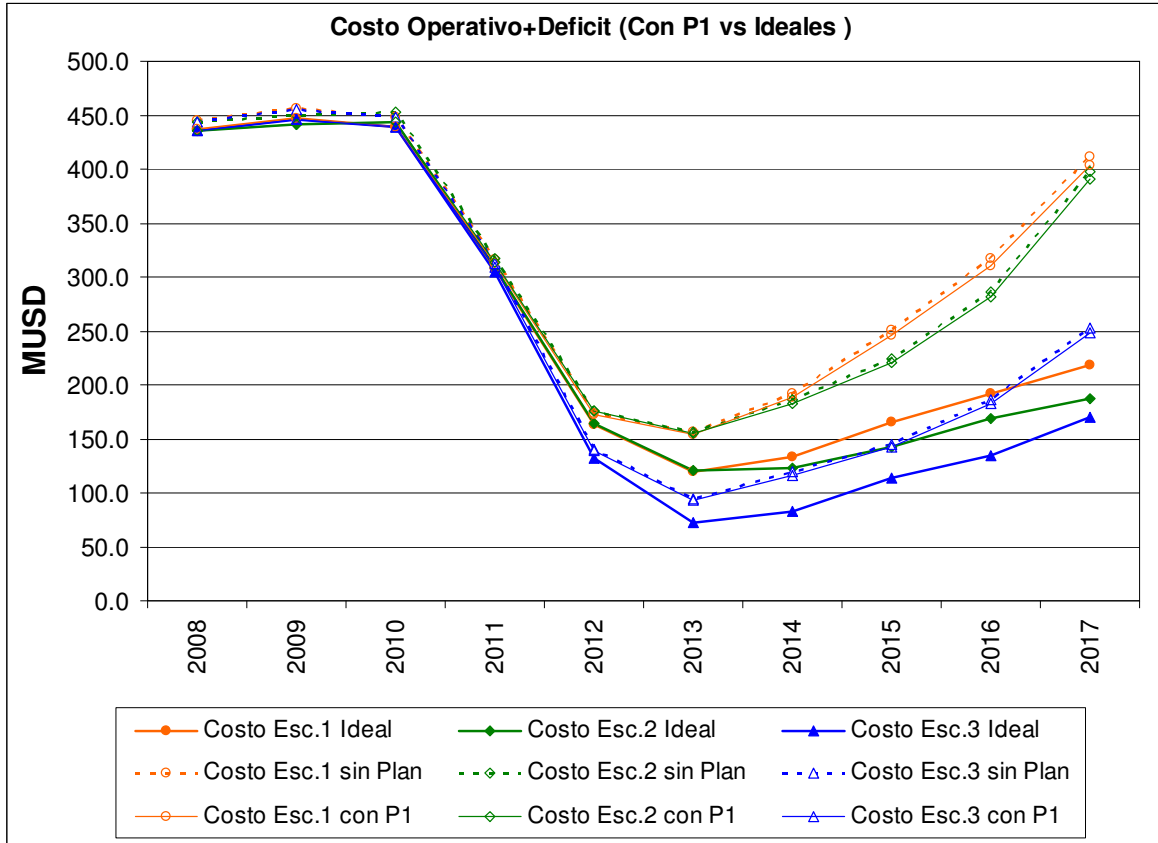
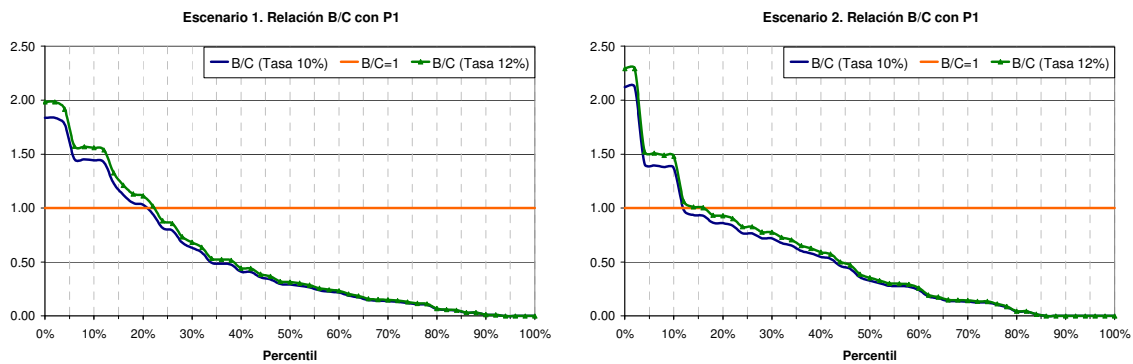


Figura 9-4 Costos Operativos con P1

El resultado esperado en la curva de relación B-C para esta línea en cada escenario se muestra en la Figura 9-5.



Handwritten signature

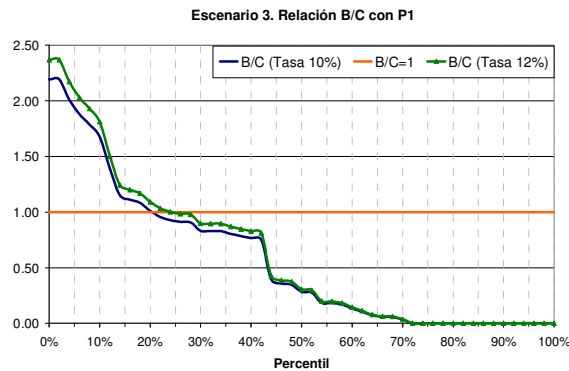


Figura 9-5 Probabilidad acumulada B/C con P1

Si bien el proyecto aparece con una relación B-C mayor a uno solo en menos del 20 % de los casos, es importante anotar que sin ese proyecto la generación de Changuinola quedaría limitada ante un despacho hidráulico en horas de carga máxima, adicionalmente del análisis eléctrico se verifica que sin este refuerzo no se cumpliría de manera confiable con el criterio N-1 ante la salida del circuito Changuinola-Fortuna 230 KV.

Al hacer el análisis de sensibilidad para este proyecto, se encontró que la relación B-C es mayor a uno para las sensibilidades 2 a 5 en más del 12% de los casos. Para la sensibilidad 1 la relación B-C aparece siempre inferior a la unidad.

Este proyecto está asociado a la entrada del generador Chan75, por lo cuál en caso de atraso del proyecto se afectaría la fecha de entrada del refuerzo, y de manera recíproca al momento de definirse la entrada del generador se deberá iniciar con las obras de refuerzo a fin de evitar atrapamientos del generador al momento de su conexión al SEIN.

9.8.2 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 2: Refuerzo entre Santa Rita y Panamá II en doble circuito a 230 KV para el 2011 (P2)

En la Figura 9-6 se muestra en efecto que tiene el proyecto P2 en la disminución del costo operativo del SEIN.

Es importante destacar que actualmente se está atravesando por un incremento generalizado en los costos del petróleo, lo que afecta el costo de los combustibles y a su vez incrementa de manera importante el costo operativo de un sistema donde la generación térmica tiene un componente importante como es el caso Panameño.

Adicionalmente, para este plan el costo del déficit es de 1200 USD/MWh, independientemente del porcentaje de racionamiento esperado, siendo que en el plan anterior ese costo era de 350 USD/MWh. Por lo anterior, cualquier



racionamiento evitado tiene un peso relevante en los beneficios de cada proyecto que lo elimine.

Para este proyecto P2, la disminución en el costo operativo es importante, tal como se muestra en la figura y eso redunda en la relación Beneficio-Costo del proyecto.

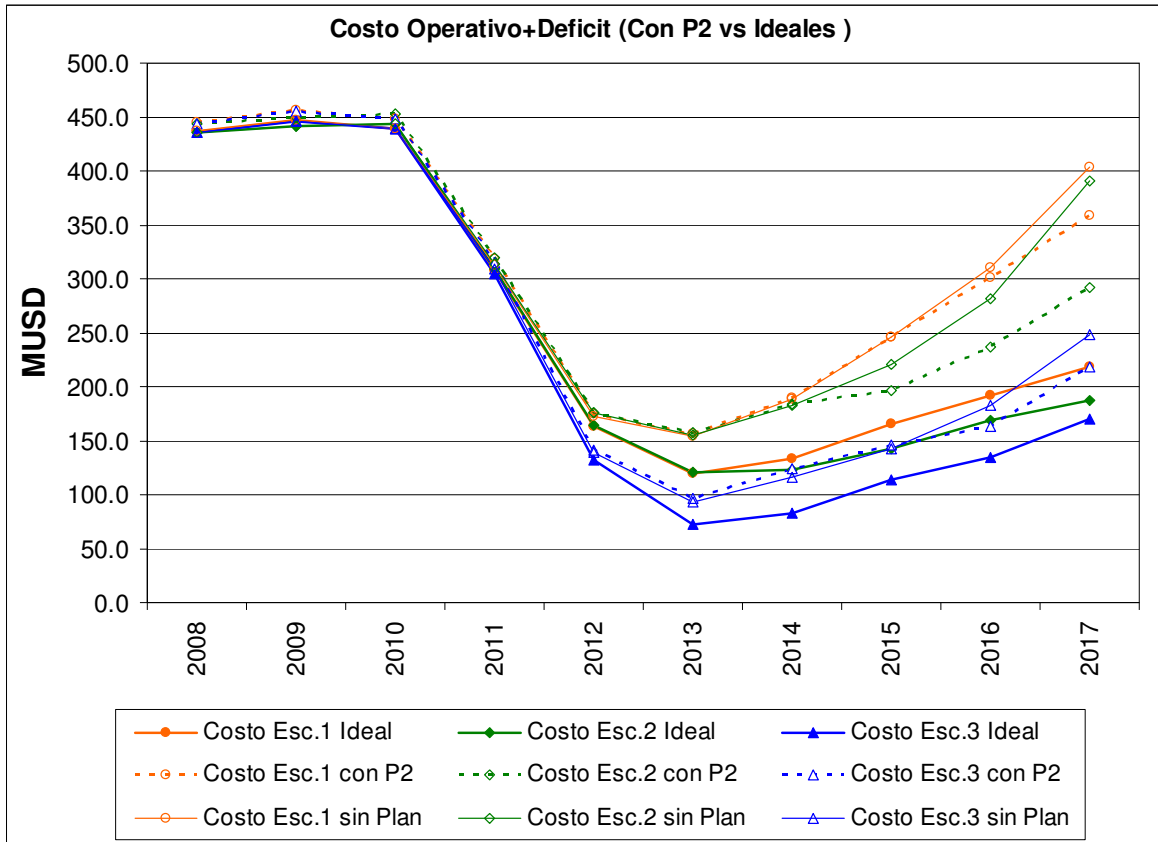
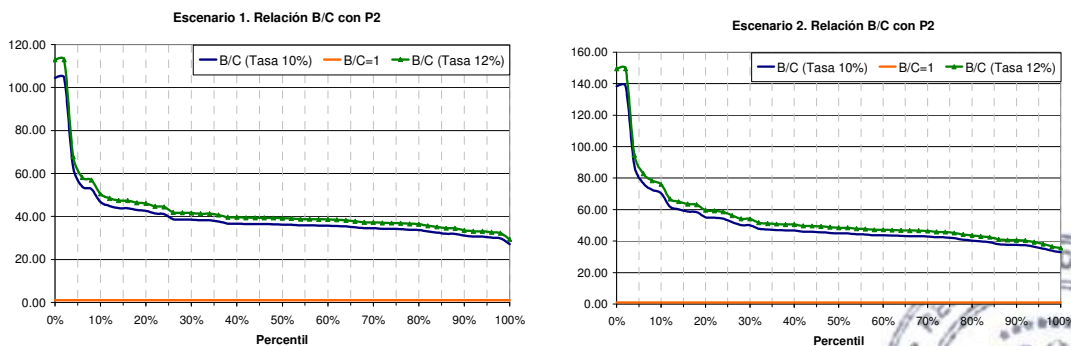


Figura 9-6 Costos Operativos con P2

El resultado de la curva de relación B-C para esta línea en cada escenario se muestra en la Figura 9-7



Handwritten signature

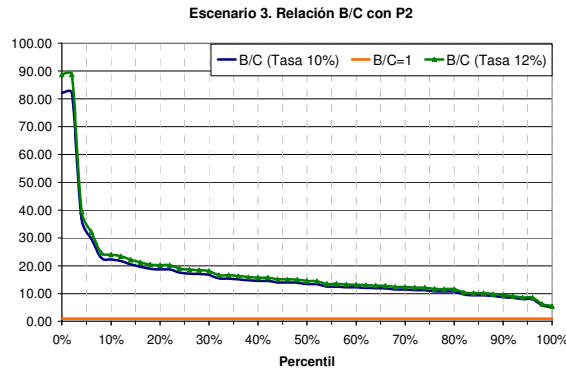


Figura 9-7 Probabilidad acumulada B/C con P2

El resultado obtenido muestra la conveniencia de poder desarrollar este proyecto, dado que permite optimizar los recursos energéticos del SIN al colocar generación térmica basada en carbón con bajo costo que se conectaría en la subestación Santa Rita, permitiendo que el sistema acumule reserva hidráulica que finalmente redundaría en menor despacho térmico y por consiguiente menor costo de operación.

Este proyecto permite una mayor competencia entre los recursos energéticos y al hacer el análisis de sensibilidades se verifica que para todos los casos la relación B-C es mayor a uno y en el menor de los casos superior a 10.

9.8.3 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 3: Refuerzo del sistema mediante la línea Veladero-Llano Sánchez (1 circuito) para el 2016 (P3)

Este proyecto se ha identificado desde el análisis eléctrico y del modelo de expansión a partir del año 2016 para despachos extremos. Este circuito permite superar la contingencia de uno de los circuitos existentes Veladero-Llano Sánchez en caso de un despacho de alta exportación de energía del occidente del país hacia el oriente.

En condición de operación normal no se encuentran situaciones en las cuales se restringa la generación del SIN aún sin ese circuito y es por eso que no se evidencia una disminución en el costo operativo con la inclusión de esa línea, como puede observarse en la Figura 9-8, lo cual lleva a que desde el punto de vista de relación B-C este proyecto no presente beneficios ni en los escenarios base ni en las diferentes sensibilidades analizadas.



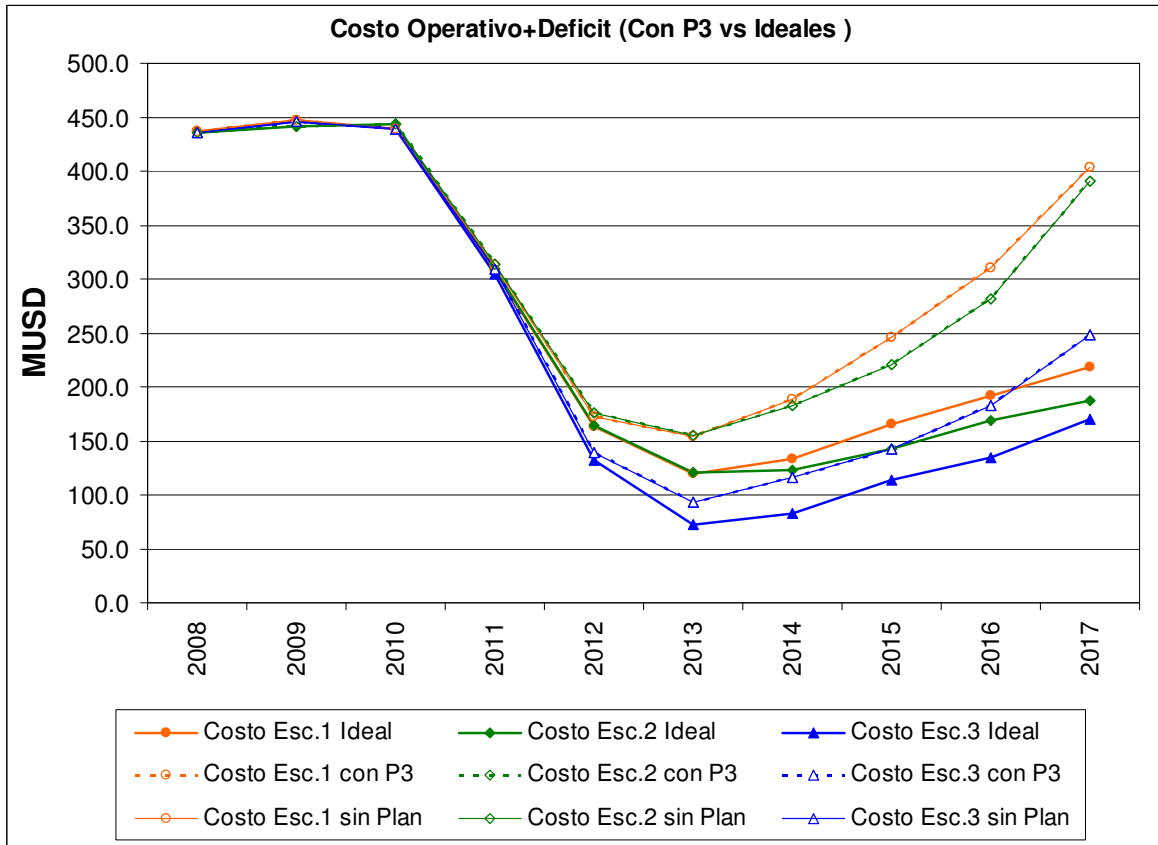



Figura 9-8 Costos Operativos con P3

9.8.4 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 4: Reconfiguración de Llano Sánchez-Panamá II 230 KV entrando a las subestaciones Chorrera y Panamá más compensaciones asociadas para el 2016 (P4)

En la Figura 9-9 se muestra el efecto de este proyecto en la disminución del costo operativo del sistema, el cuál se ve altamente beneficiado al permitirse una mejor utilización de los recursos dado que con el proyecto se logra un intercambio adicional entre el oriente y occidente de 260 MW, haciendo que el costo operativo con P4 al final del horizonte baje a cerca de la mitad del costo actual, lo que implica un ahorro operativo considerable para un proyecto cuyo costo de implementación es relativamente muy bajo, del orden de los 20 millones de B/.



Handwritten signature

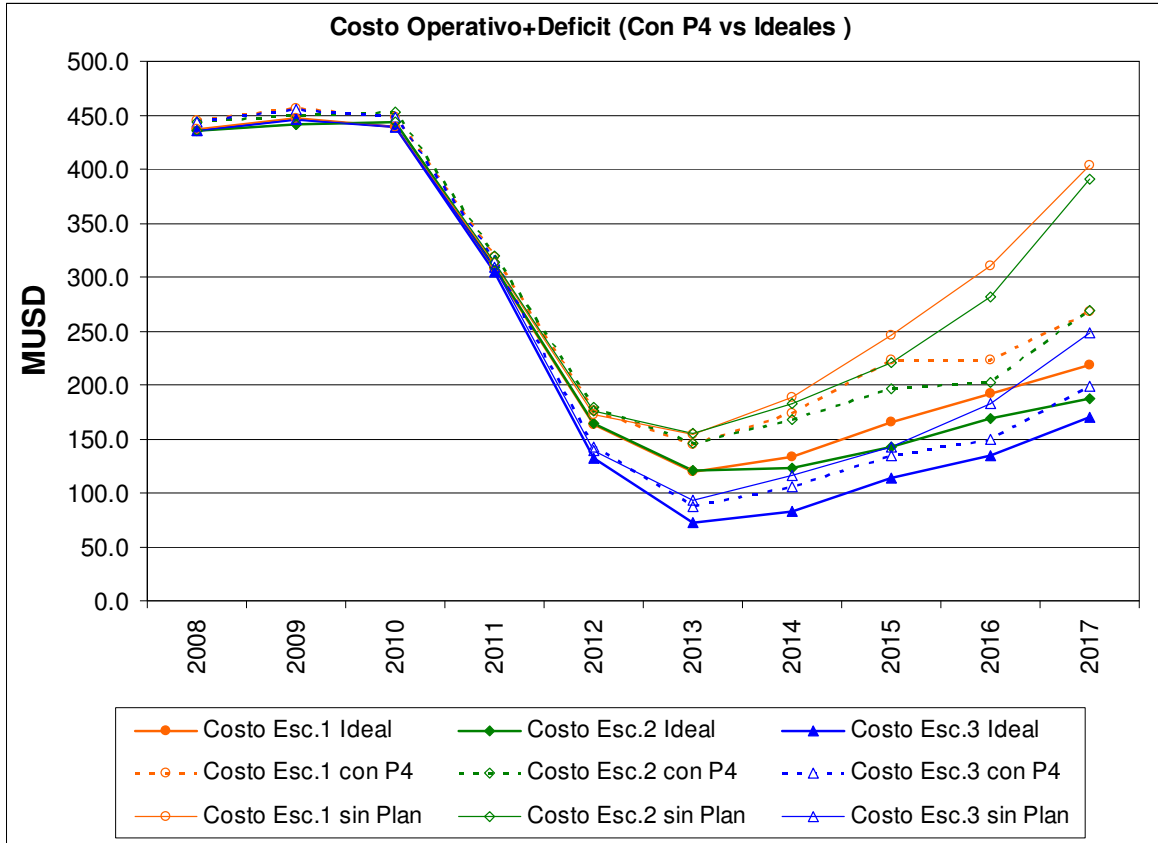
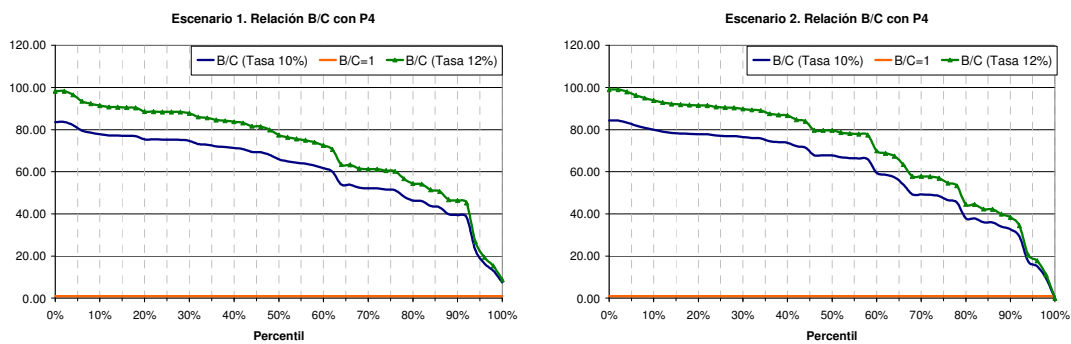


Figura 9-9 Costos Operativos con P4

Como resultado de esta optimización en el costo operativo, se obtienen las curvas de B-C mostradas en la Figura 9-10



Handwritten signature

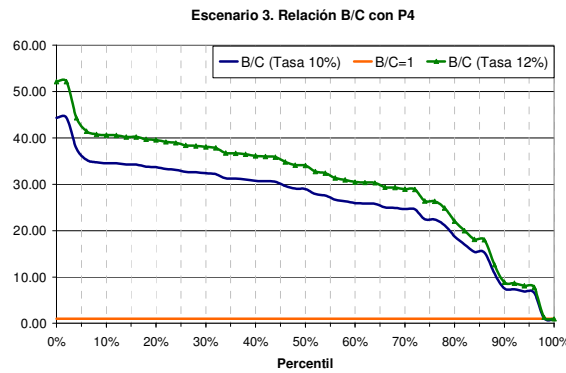


Figura 9-10 Probabilidad acumulada B/C con P4

Este proyecto tiene relación B-C siempre mayor a uno y en promedio superior a 30. Para las sensibilidades se obtiene igualmente que la relación B-C es siempre mayor a uno, lo que indica que es un proyecto necesario para lograr una disminución importante del costo operativo.

Es importante recalcar que para este plan los valores de B-C se han incrementado ostensiblemente, en especial por los cambios en precios de combustibles y costo de déficit, en el plan del 2007 el costo marginal del sistema partía de valores cercanos a 120 USD/MWh y actualmente está por encima de los 200 USD/MWh, de igual manera el costo operativo iniciaba cerca de los 250 MUSD anuales y para este plan el costo parte de un promedio de 450 MUSD. No obstante, esta distorsión entre los resultados del plan actual en comparación con los anteriores no modifica las conclusiones de planes previos, sino que reitera la conveniencia de los proyectos que se han venido proponiendo en ejercicios de expansión anteriores.

9.8.5 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 5: Análisis del cuarto transformador 230/115 KV de 350 MVA en la subestación Panamá 230 KV (P5)

Actualmente la demanda de equipos de transformación a nivel mundial hace con que el tiempo de fabricación de un transformador, instalación y puesta en servicio, no sea inferior a 24 meses. Por otra parte, dado que en la subestación Panamá 230 KV no se dispone de un repuesto de transformación para el transformador T3 230/115 KV de 350 MVA, se ha realizado un análisis del impacto que tendría en el sistema la contingencia de este transformador ante un daño que lo indisponga durante un periodo equivalente a la consecución de una nueva unidad trifásica.

Por lo anterior, se analiza la condición de que el transformador T3 existente quede indisponible dos años entre el 2012 y 2013, siendo que no se cuenta con repuesto para atender esa contingencia.



Si bien esta suposición tiene muy baja probabilidad de ocurrencia, dada la alta tasa de disponibilidad de los equipos existentes, si se llegara a dar el daño del transformador el SIN no tendría una opción diferente a redespachar a un costo mayor que si se tuviera un repuesto disponible. La Figura 9-11 muestra el ahorro logrado si se dispone del repuesto de transformación ante una salida del T3 durante los años 2012 y 2013.

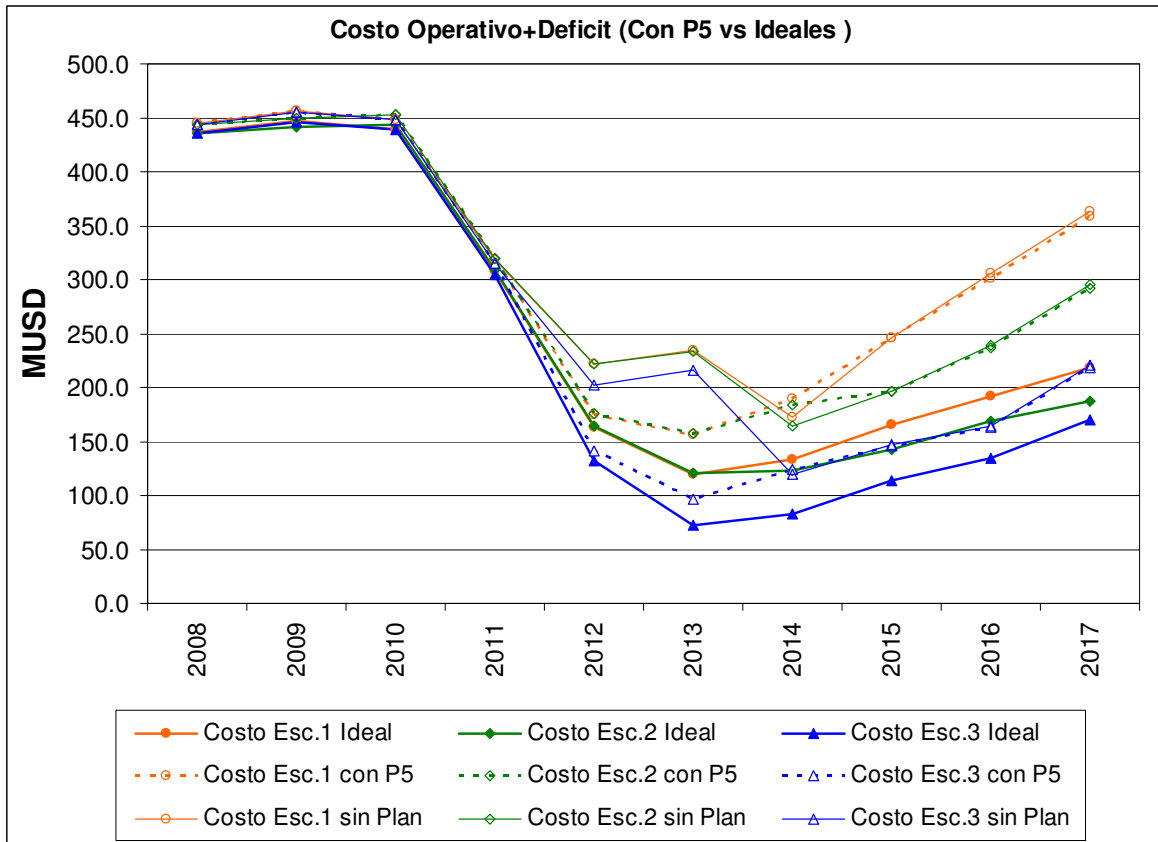


Figura 9-11 Costos Operativos con P5

Se evidencia que durante los años en que estaría indisponible el transformador el costo operativo se incrementa, lo cuál al tener el repuesto disponible se lograría una relación B-C como la mostrada en la Figura 9-12



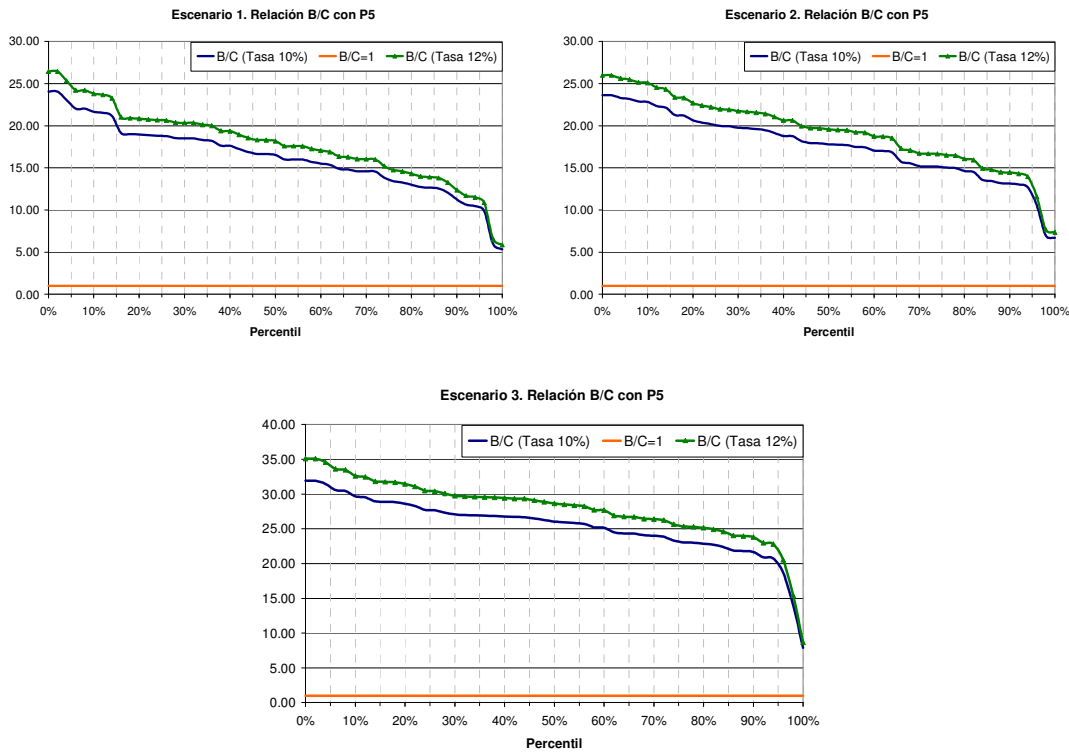



Figura 9-12 Probabilidad acumulada B/C con P5

La implementación o no de la recomendación de este transformador es una decisión que básicamente busca eliminar la probabilidad de riesgo de que se de esta condición de indisponibilidad. Si se analiza desde el punto de vista de confiabilidad basado en la historia de falla de estos equipos la decisión sería no comprarlo, pero no se debe olvidar que no se dispone de un repuesto y que mientras no se tenga solución para este equipo existirá la posibilidad de que se afecte la operación ante esta falla.

9.8.6 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 6: Análisis del tercer transformador 230/115 KV de 150 MVA en la subestación Panamá II 230 KV (P6)

De forma similar que en el caso de la subestación Panamá, se realiza un análisis del costo de la indisponibilidad del transformador T2 230/115 KV de 150 MVA en Panamá II. Se simula la indisponibilidad del transformador por dos años entre el 2012 y el 2013. La Figura 9-13 muestra el impacto en los costos operativos con P6.



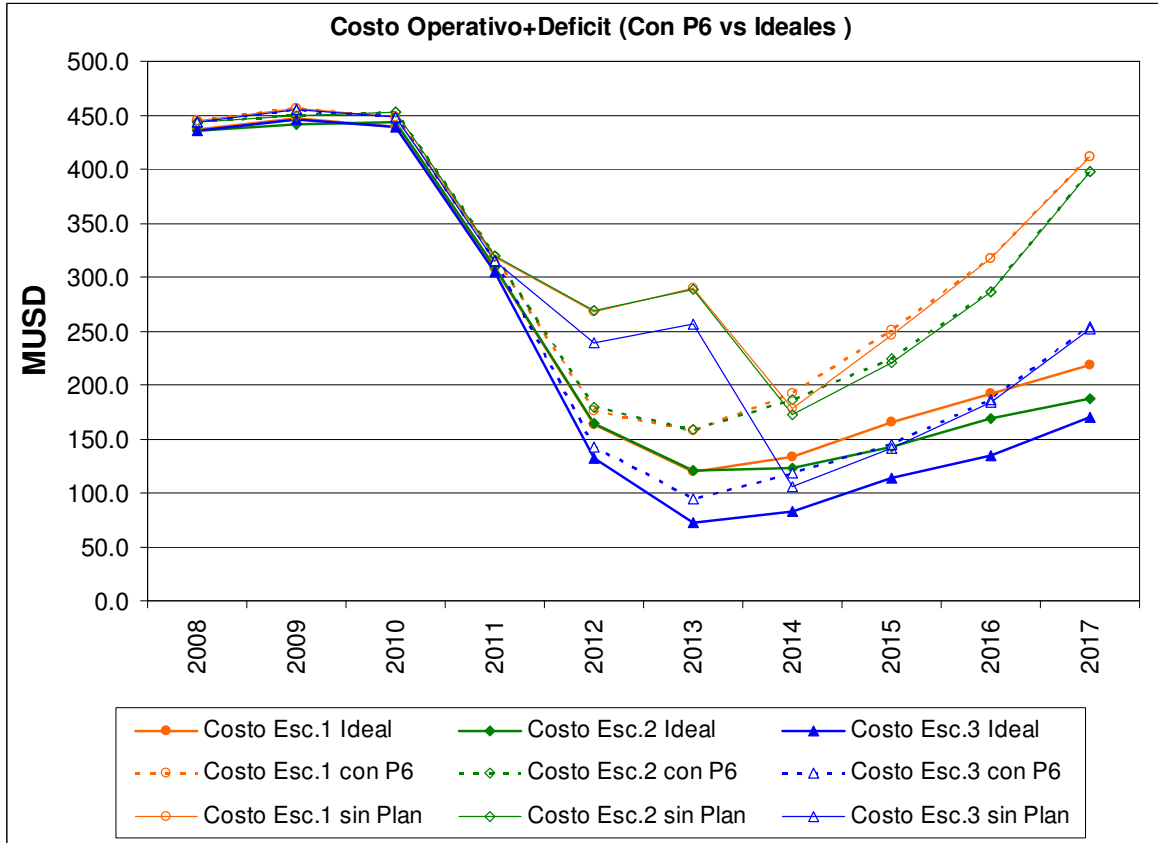
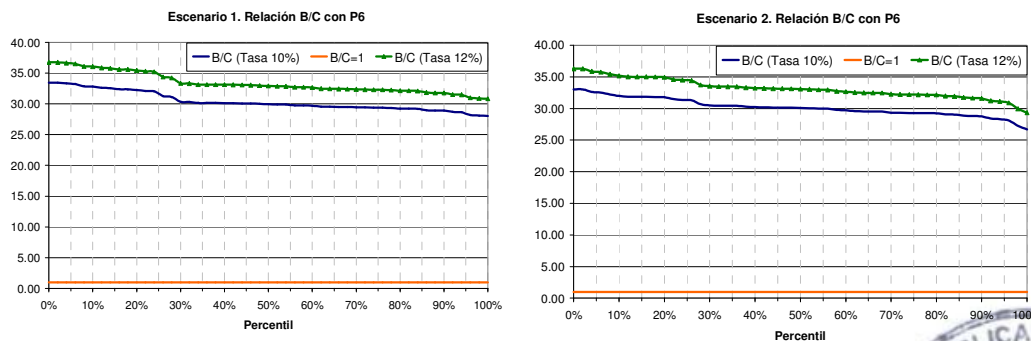


Figura 9-13 Costos Operativos con P6

También se obtiene un ahorro importante en el costo operativo durante los dos años que se tiene el repuesto en caso de presentarse una falla en el transformador T2. En concordancia con lo anterior, en la Figura 9-14 se ilustra la curva B-C para los diferentes escenarios, donde se muestra que la relación B-C es siempre mayor a 25.



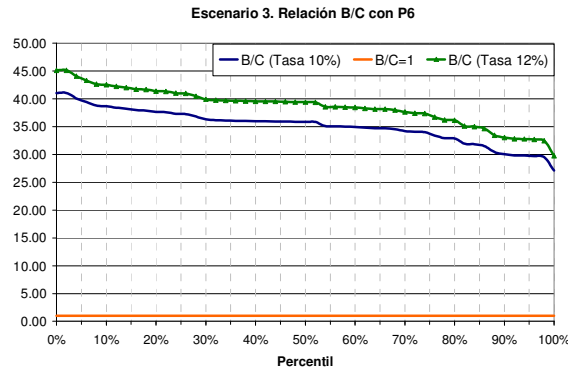


Figura 9-14 Probabilidad acumulada B/C con P6

9.8.7 RESULTADOS PARA EL PROYECTO P2+P4: Análisis de implementar ambos proyectos

Para analizar el efecto conjunto de tener los dos proyectos de mayor impacto en las evaluaciones, se realizó una corrida para los tres escenarios base incluyendo la entrada de los dos proyectos, a fin de evaluar el efecto de las sinergias entre ambos refuerzos. La Figura 9-15 presenta el costo operativo encontrado con ambos proyectos.

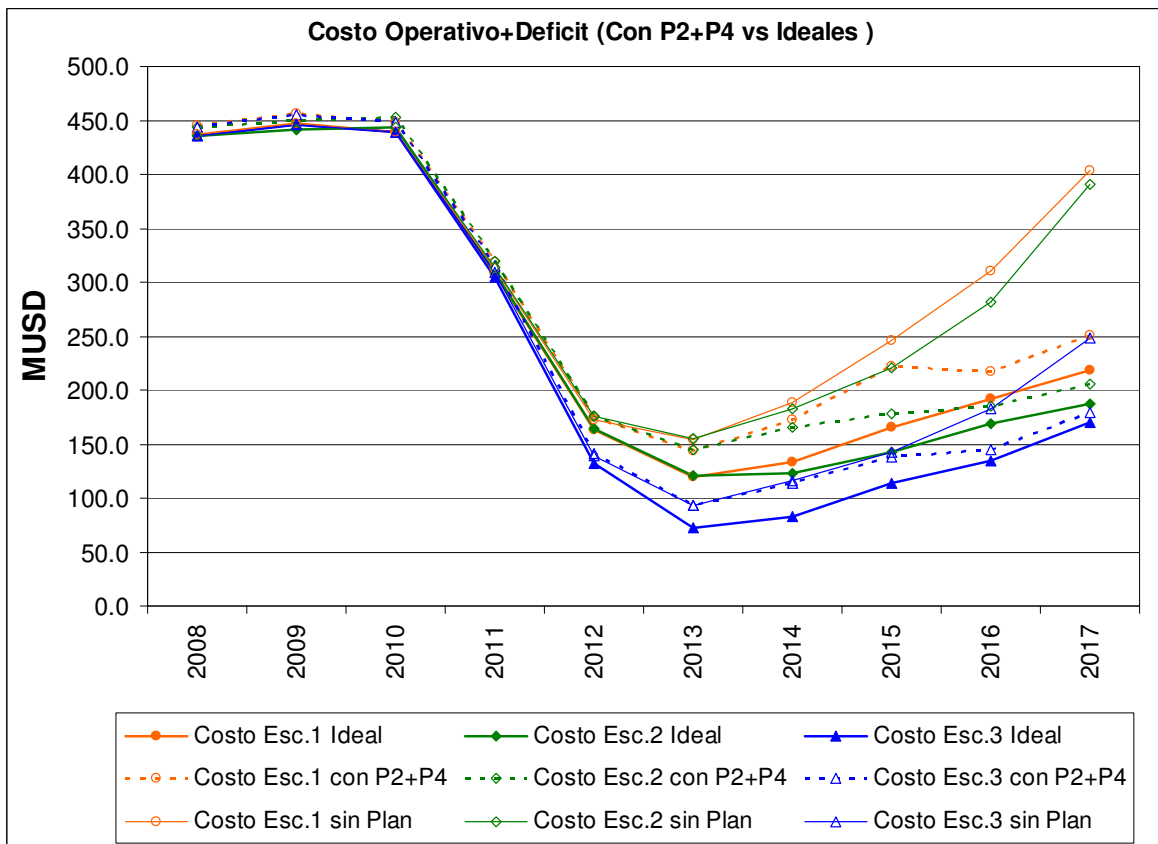


Figura 9-15 Costos Operativos con P2+P4



El resultado muestra que el efecto de ambos proyectos es favorable y permite recomendar que se implementen, tal como se verifica con los resultados de las curvas B-C mostradas en la Figura 9-16.

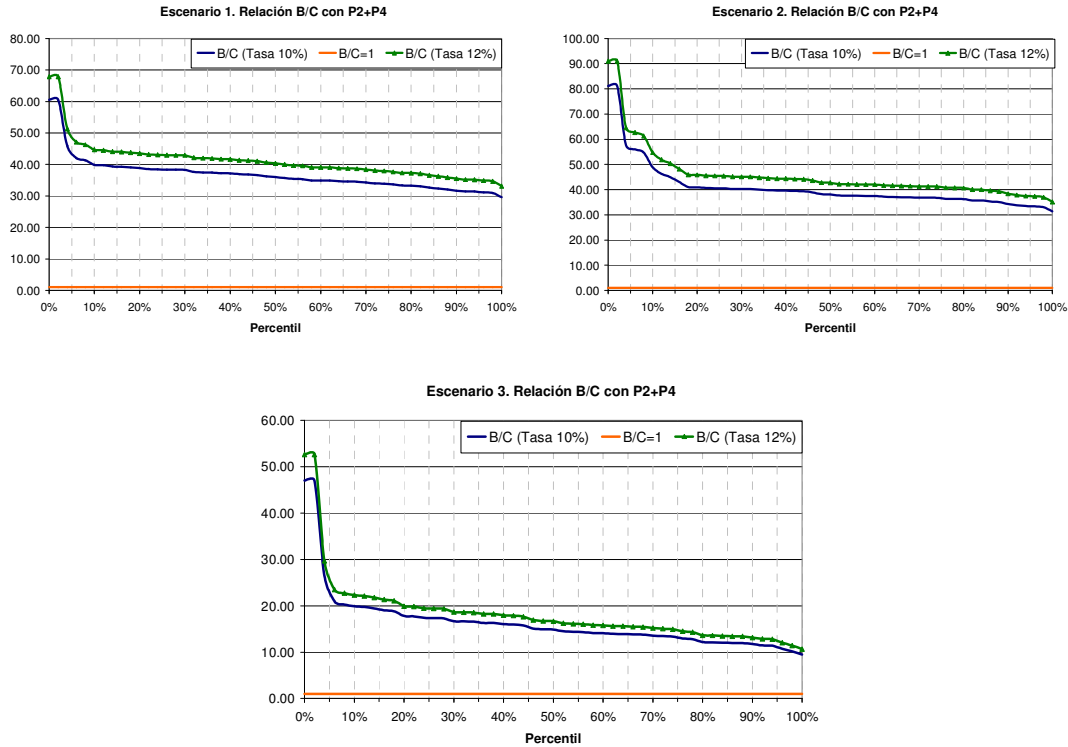


Figura 9-16 Probabilidad acumulada B/C con P2+P4

El efecto combinado de ambos proyectos P2 y P4 logra mejorar los resultados obtenidos, permitiendo disminuir aún más el costo operativo que al tener cada proyecto de forma independiente.

9.9 ANALISIS COMPLEMENTARIO ASOCIADO A LA LICITACIÓN DE COMPRA DE POTENCIA Y ENERGÍA

De acuerdo con la licitación de compra de potencia y energía realizada por las empresas distribuidoras Unión Fenosa y Elektra Noreste a inicios de septiembre del año 2008, se adjudicaron contratos con varias empresas de generación hidroeléctrica, todas ellas ubicadas en el occidente del país, en la provincia de Chiriquí.



Handwritten signature

Los contratos adjudicados con nuevas centrales hidroeléctricas son los siguientes:

Empresa	Proyecto	Cap. Instalada (MW)	Potencia Contratada (MW)	Fecha Entrada en Operación	Fecha de Contrato
Hidro Caisán	El Alto	60	22.14	Enero 2013	Enero 2013
Electron Investment	Pando y Monte Lirio	32 y 51.6	45.0	Sept. 2012	Enero 2013
Alternegy	Lorena y Prudencia	36.7 y 56.2	80.0	Marzo 2012 y Sept. 2012	Enero 2013
Bontex	Gualaca	25.1	20.0	Nov. 2011	Enero 2013

Todos estos proyectos suman un total de 261.6 MW. Además de estos proyectos, se encuentran en construcción los siguientes proyectos hidroeléctricos:

Empresa	Proyecto	Cap. Instalada (MW)	Fecha Entrada en Operación
AES Panamá	Chang75	223.0	Abril 2011
ESEPSA	Algarrobos	9.7	2010
Caldera Energy	Mendre	20.0	2010
Ideal Panamá	Bajo de Mina	52.4	Sept. 2010
Ideal Panamá	Baitún	86.0	Abril 2011
Hidroecológica del Teribe	Bonyic	30.0	2013

Todos estos proyectos suman un total de 421.1 MW y junto con los de la licitación suman un total en el periodo 2010 – 2013 de 682.7 MW de proyectos hidroeléctricos, todos ellos instalados en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.

Además, la ASEP otorgó recientemente la licencia definitiva al proyecto eólico Toabre, de la empresa ENRILEWS, el cual se encuentra ubicado en Antón. El mismo ha indicado a ETESA que entrará en operación a mediados del año 2010 con una capacidad instalada de 150 MW. Esto daría que para el año 2013 entrarían en operación en el sistema más de 830 MW ubicados todos ellos en el área occidental del país.

Con base en la información actualizada, se conforma un cuarto escenario de generación sobre el cuál se realizarán los análisis de costo de operación, identificación de planes, análisis eléctrico, impacto en los proyectos de transmisión identificados en los escenarios preliminares y análisis de beneficios de los nuevos proyectos requeridos para este escenario. La conformación del nuevo escenario de generación se ilustra en la siguiente tabla.



Fecha de Operación	Escenario 4	
	Proyecto	MW
2008	El Giral	50.0
	Concepción	10.0
	Térmica Cativá	43.5
2009	Térmica Cativá	43.5
	Paso Ancho	5.0
	Termo Colón	130.0
2010	BLM-Carbón (1)	120.0
	Algarrobos	9.7
	Mendre	19.8
	Toabre	150.0
	Bajo de Mina	52.4
2011	Chan I	223.0
	Gualaca	25.1
	Baitún	86.0
2012	Prudencia	56.2
	Pando	32.0
	Lorena	35.7
	Monte Lirio	51.6
2013	El Alto	60.0
	Bonyic	30.0
2014		
2015	Tabasará II	34.5
2016	Síndigo	10.0
2017		
2018	CB-250-B	250.0
2019	Barro Blanco	19.8
2020		
2021	CB 250-C	250.0
2022		



9.9.1 PROYECCIÓN DEL COSTO OPERATIVO SIN PLAN

En la Figura 9-17 se muestra la proyección de costo operativo del sistema incluyendo déficit si no se cuenta con ningún plan de expansión de transmisión para el cuarto escenario, incluyendo la diferencia que hay entre el costo operativo real contra el costo ideal que tendría el sistema sin restricciones de transmisión, es decir, ante un despacho ideal de mínimo costo.

Para este escenario la diferencia entre la situación de costo operativo ideal y real muestra un amplio margen que permite proponer inversiones de refuerzo de transmisión capaces de reducir el costo operativo real aproximándolo al ideal.

Aunque el margen de costo operativo entre el ideal y real es amplio, se verificó que no se presenta racionamiento de energía en este escenario aún sin plan de transmisión durante el horizonte de estudio, el efecto de no tener el plan es el de incrementar la generación térmica la cuál causa el aumento en el costo de operación. Para este análisis se tomó como costo de racionamiento un valor de 1850 B./MWh de acuerdo con el nuevo valor definido por ASEP.

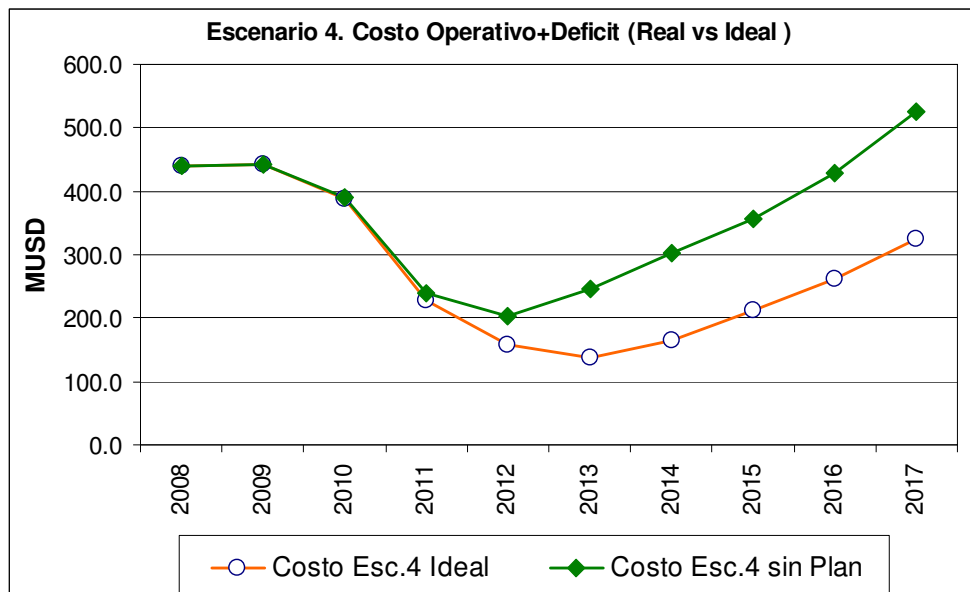


Figura 9-17 Proyección de Costo Operativo y déficit sin plan para el Escenario 4

Si no se desarrolla ningún plan de transmisión, se espera la evolución del costo marginal mostrado en la Figura 9-18



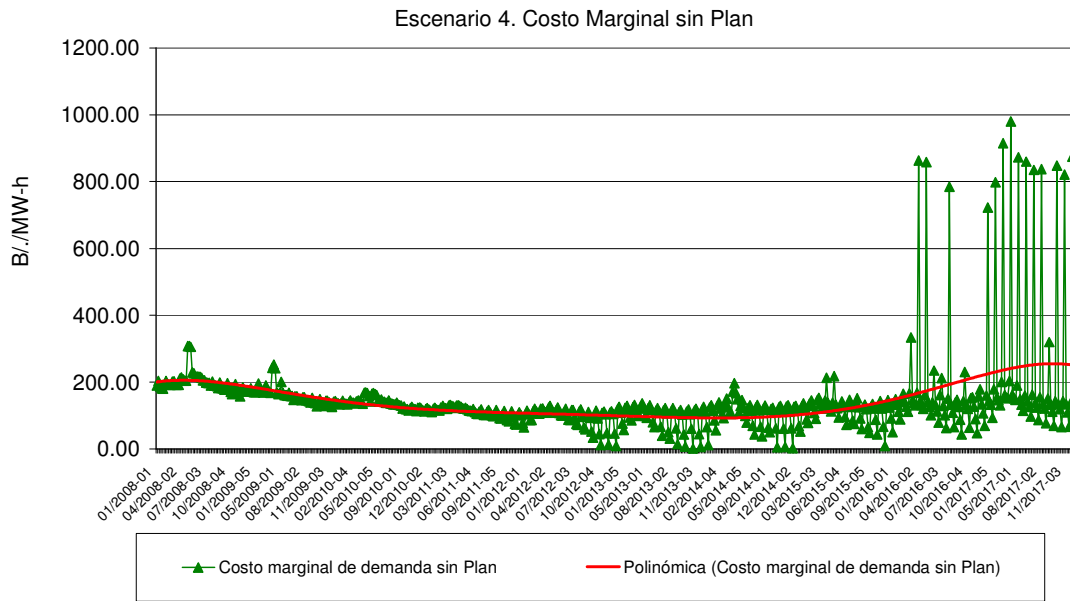


Figura 9-18 Proyección de Costo Marginal, Escenario 4 sin Plan

El resultado muestra un valor promedio que va entre los 100 y 200 USD/MWh, con series en las cuales el valor se reduce cerca de cero, lo cual es evidencia de la capacidad hidráulica con la cual queda el sistema que eventualmente haría reducir el costo marginal y que ante la falta de red se desoptimizaría al no aprovecharlo de forma completa.

9.9.2 IDENTIFICACIÓN DE PLANES PARA EL ESCENARIO 4

Con el fin de analizar los requerimientos necesarios para este nuevo escenario, se realizó el cálculo de la expansión requerida encontrándose los resultados mostrados en la Tabla 9-2

Tabla 9-2 Frecuencias ponderadas para cada candidato en el escenario 4. Período 2011–2020. (Valores en %)

Barra Inicio	Barra Llegada	Reactancia (%)	Capacidad (MW)	Costo (MUSD)	2011	2014	2016	2020
CHANG230	GUA-230	11.40	225	10.60	48	84	79	79
CHO-230	PAN-230	3.50	193	7.80	0	59	59	36
LLS-230	CHO-230	12.50	193	20.60	34	50	61	56
MDN-230	VEL-230	7.80	193	13.10	0	36	42	18
PAN-230	PA2-230	1.20	193	5.70	4	38	10	6
PAN-230	PA2-230	1.20	225	4.60	2	38	17	4
PED-230	PA2-230	1.70	193	6.40	0	36	8	0
SRITA-115	PA2-115	18.00	150	9.70	0	0	0	37
VEL-230	LLS-230	9.90	225	19.70	0	16	54	59
VEL-230	LLS-230	5.00	450	33.80	0	50	2	3



Con el modelo se encuentra que el sistema en condición normal puede evacuar la potencia hasta el 2011 y para el 2014 muestra la necesidad de refuerzo entre el occidente y oriente. No aparece la necesidad de circuitos a 500 kV aunque se incluyeron dentro de los candidatos para expansión. Adicionalmente al análisis mediante el modelo de expansión, se realiza el análisis eléctrico que complementa el resultado obtenido por el modelo DC con análisis de flujo de carga y estabilidad para condición normal y N-1.

Con el fin de determinar el refuerzo adecuado que permitiera evacuar la potencia hidráulica del occidente se analizaron múltiples alternativas de refuerzo, entre las cuales se probaron la repotenciación de líneas, nuevos circuitos con configuración y capacidad similar a la de las líneas existentes, líneas a 500 kV entre Guasquitas, Llano Sánchez y Panamá II, además de reconfiguración de circuitos actuales y nuevos circuitos con haz de doble conductor por fase.

Del resultado de los análisis se estableció un nuevo refuerzo que se identifica como el proyecto P7 y que consiste de las siguientes líneas y compensaciones:

- ◆ Circuito sencillo Changuinola-Guasquitas a 230 kV desde el 2011 (P1),
- ◆ Circuito en configuración de torre de doble circuito con línea a 230 kV utilizando dos conductores por fase, montando en principio un solo circuito y conformando la nueva línea Guasquitas-Llano Sánchez-Panamá II para enero de 2013
- ◆ Compensación de 120 Mvar en Panamá II para el 2011 y de 90 Mvar en Llano Sánchez para el 2012.

El costo total del proyecto con base en unidades constructivas referenciales utilizadas para el sistema Colombiano es de 100,55 Millones de B/.

9.9.3 IDENTIFICACIÓN DE BENEFICIOS PARA EL ESCENARIO 4

Para el nuevo escenario de generación se procedió a determinar el impacto de esta nueva composición en los proyectos ya definidos y en el nuevo refuerzo identificado del análisis de expansión y eléctrico de largo plazo.

Las gráficas de beneficio-costo para los proyectos P1 a P6 definidos en los escenarios base considerando el nuevo escenario 4 se muestran en la Figura 9-19



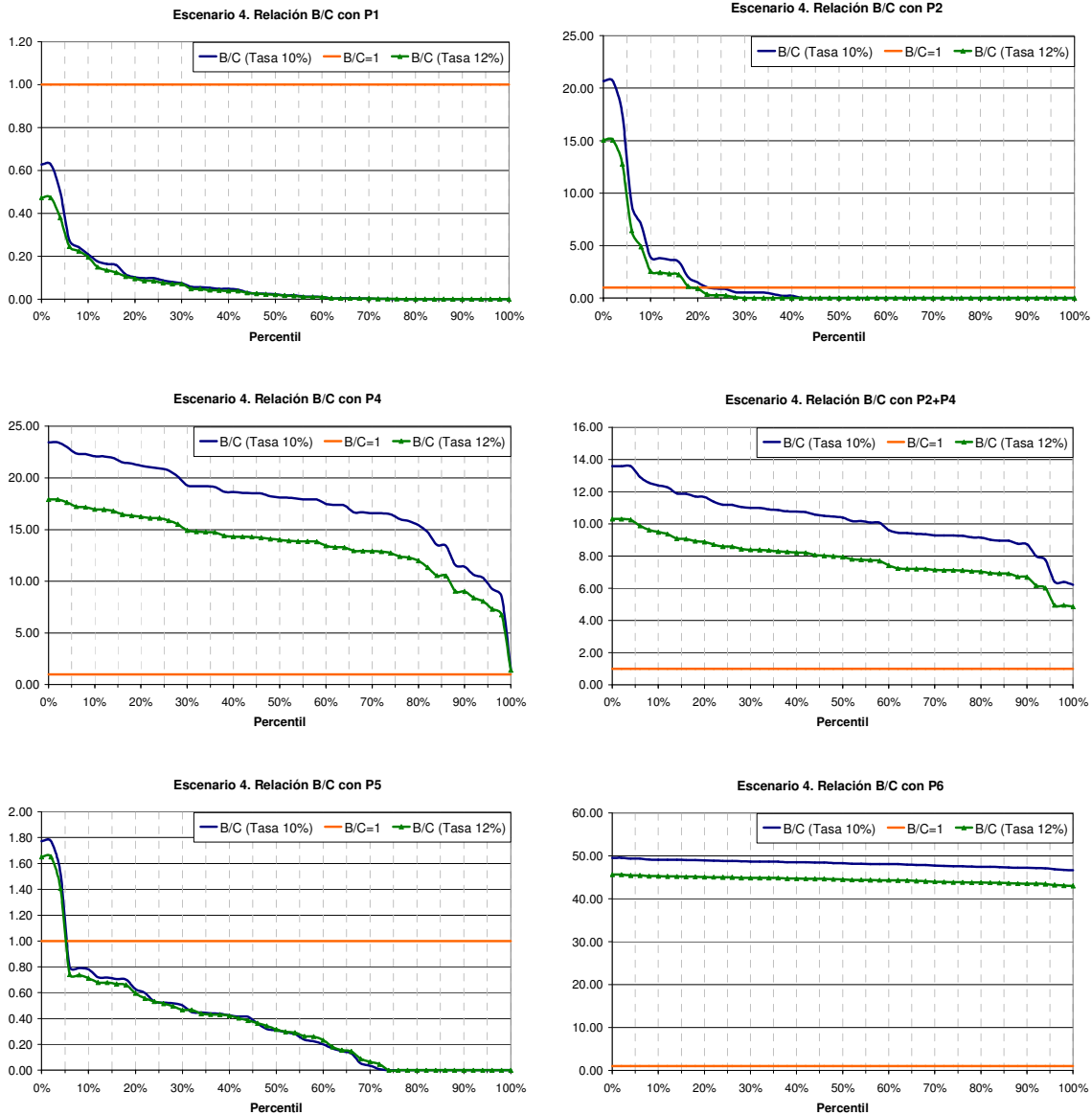


Figura 9-19 Probabilidades acumuladas de B/C para el Escenario 4

El cambio en el escenario conlleva a modificaciones en los resultados para algunos proyectos.

En el caso del proyecto P1 (Guasquitas-Changuinola) aunque la línea no aparece tan beneficiosa para el sistema, se encuentra que sin un refuerzo efectivo entre el oriente y occidente del país el atrapamiento en generación hidráulica no permite que se obtengan los beneficios de evacuar la generación disponible, no obstante, eléctricamente se puede verificar que sin ese refuerzo se atraparía la generación de Changuinola aún con los refuerzos entre Oriente y occidente, es decir, hay complementariedad entre el refuerzo de conexión del generador con la conexión entre subsistemas del SIN.



Handwritten signature

Para el proyecto P2 (Santa Rita-Panamá II) se disminuyen los beneficios dado que ya no aparece la generación térmica a carbón que se instalaba en Santa Rita a partir del 2012.

El proyecto P3 por sí solo no ofrece beneficios que lo sustenten tal como apareció en los resultados de los escenarios base.

Para el proyecto P4 (Reconfiguración Llano Sánchez-Panamá II) se logran beneficios importantes dado que es un refuerzo entre el oriente y occidente, no obstante desde el punto de vista eléctrico se verifica que no logra evacuar la totalidad de la generación hidráulica de la zona ni cumple con condiciones de confiabilidad N-1.

Para los repuestos de transformación definidos por los proyectos P5 y P6 sus beneficios se modifican manteniendo una relación B-C mayor a 40 para el repuesto de Panamá II y disminuyendo los beneficios para el caso del repuesto de Panamá. La disminución para ese repuesto se debe a que al analizar solo ese repuesto y la condición sin plan, el SIN requiere de despachar la mayoría de generación del área de Bahía las Minas, lo cuál compensa el flujo por los transformadores, pero no debe descartarse ni modificarse la recomendación de ese repuesto dada la importancia que tiene contar con un repuesto para esa zona del sistema.

9.9.4 RESULTADOS PARA EL PROYECTO 7: Refuerzo Oriente-Occidente mediante la línea de circuito sencillo Changuinola-Guasquitas 230 kV y circuito sencillo con dos conductores por fase Guasquitas-Llano Sánchez-Panamá II a 230 kV (P7)

En la Figura 9-20 se muestra el efecto de este proyecto en la disminución del costo operativo del sistema, el cuál se acerca al costo ideal dada la mejor utilización del recurso hidráulico del occidente, ya que con el proyecto se logra un intercambio adicional entre el oriente y occidente cercano a los 380 MW, haciendo que el costo operativo con P7 al final del horizonte baje al 22% del costo actual, logrando un ahorro operativo capaz de financiar el proyecto que tendría una inversión cercana a los 100 millones de B/. además de ofrecer una disminución del costo operativo que se aproxima al despacho ideal.



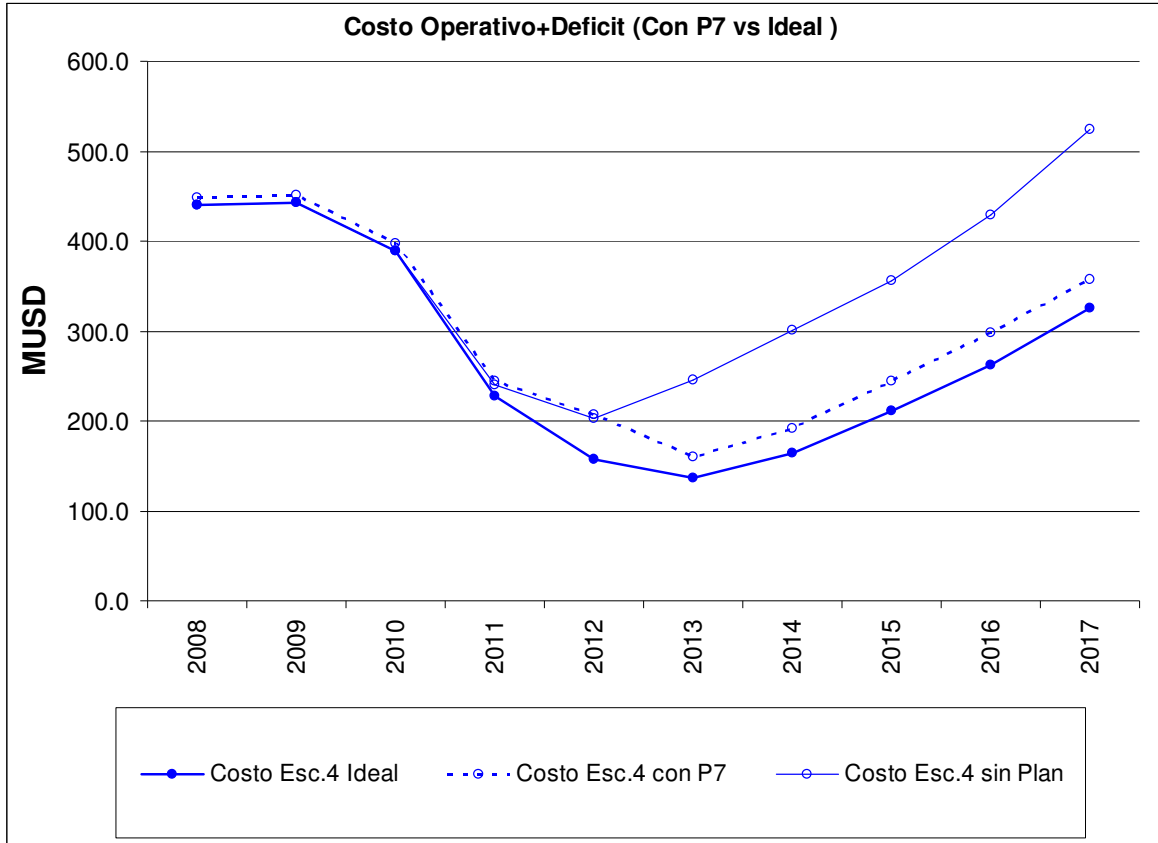
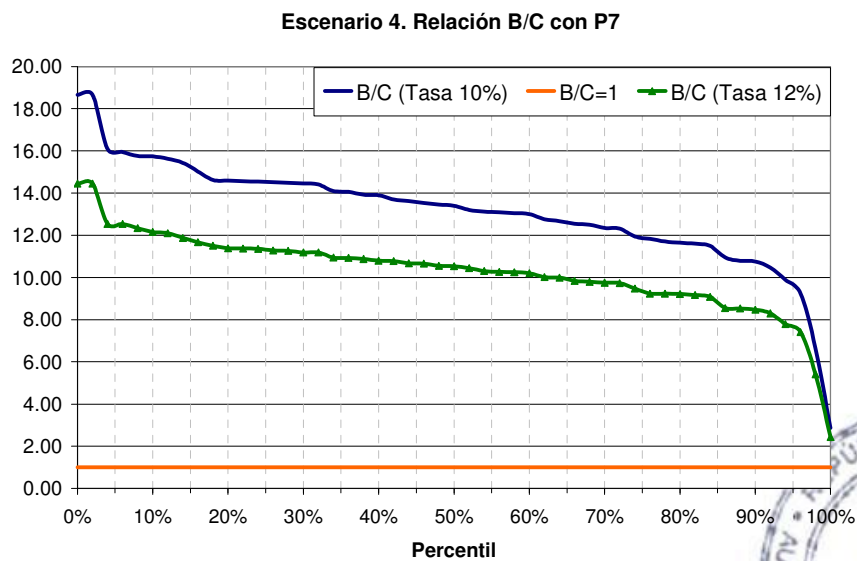


Figura 9-20 Costos Operativos con P4

Como resultado de esta optimización en el costo operativo, se obtienen las curvas de B-C mostradas en la Figura 9-21



Handwritten signature

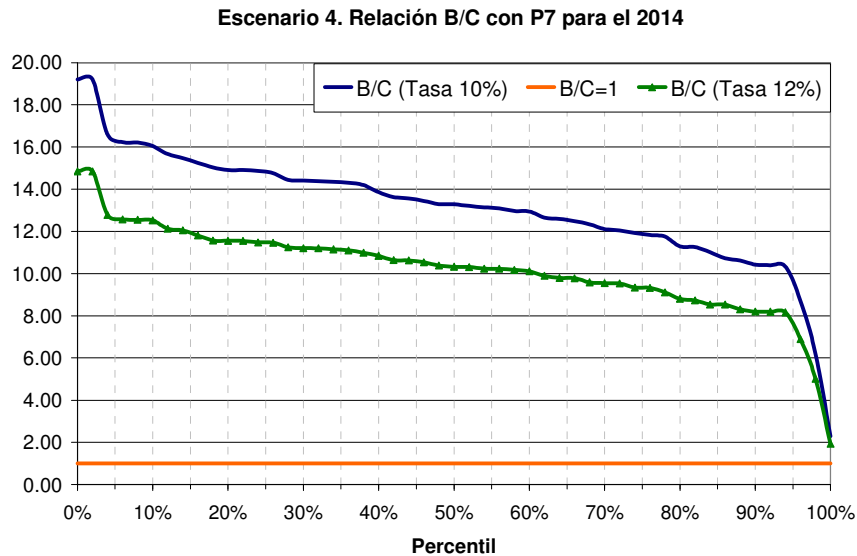


Figura 9-21 Probabilidad acumulada B/C con P7 para el Escenario 4

Este proyecto tiene relación B-C siempre mayor a uno y en promedio superior a 10. Se analiza la sensibilidad de entrada del proyecto con un año y medio de atraso, es decir, para Julio de 2014 encontrándose que de manera similar la relación B-C es siempre mayor a uno, indicando que es un proyecto requerido para lograr la disminución del costo operativo del SIN a través de la optimización de los recursos hidráulicos disponibles en el Occidente.

9.10 CONCLUSIONES DE LA EVALUACION TECNICA-ECONOMICA

- Para los tres escenarios analizados al calcular el despacho sin restricciones del sistema no se evidencian déficit de energía hasta el final del horizonte. 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 si la red fuera ideal y no existieran limitaciones de transporte no se esperarían cortes de carga causados por falta de generación durante el horizonte de estudio.
- 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 2011, 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 2008-2018.
- En general, para todos los escenarios el costo marginal del sistema inicia con un valor promedio de 200 USD/MW-h, el cuál se reduce y al final del período llega al rango entre 100 y 150 USD/MW-h.



- Es importante destacar que actualmente se está atravesando por un incremento generalizado en los costos del petróleo, lo que afecta el costo de los combustibles y a su vez incrementa de manera importante el costo operativo de un sistema donde la generación térmica tiene un componente importante.
- Adicionalmente, para este plan el costo del déficit es de 1200 USD/MWh para los escenarios 1 a 3 y de 1850 USD/MWh para el escenario 4, independientemente del porcentaje de racionamiento esperado, siendo que en el plan anterior ese costo era de 350 USD/MWh. Por lo anterior, cualquier racionamiento evitado tiene un peso relevante en los beneficios de cada proyecto que lo elimine.
- Con el nuevo escenario de generación definido a partir de las licitaciones se encontró la necesidad de un nuevo proyecto que satisface las necesidades del SIN desde el punto de vista de disminución del costo operativo, optimización de los recursos energéticos, eliminación de restricciones y cumplimiento de la seguridad y calidad del suministro de energía.

9.11 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.

Un aspecto importante de esta evaluación es que en general se mantienen las recomendaciones del plan anterior elaborado en el 2007.

Proyecto 1: Línea Guasquitas-Changuinola 230 KV (1 circuito) para el 2011 (P1)

El proyecto aparece con una relación B-C mayor a uno solo en más del 15 % de los casos.

Sin este proyecto la generación de Changuinola quedaría limitada ante un despacho hidráulico en horas de carga máxima.

Eléctricamente se verificó que sin este refuerzo no se cumpliría de manera confiable con el criterio N-1 ante la salida del circuito Changuinola-Fortuna 230 KV.

Aunque energéticamente el proyecto no parece atractivo debe implementarse a fin de evitar restricciones en la conexión de generación y permitir una operación segura y confiable tanto de la generación como del SIN.



Proyecto P2. Refuerzo entre Santa Rita y Panamá II en doble circuito a 230 KV para el 2011 (P2)

Se recomienda la implementación de este proyecto, dado que permite optimizar los recursos energéticos del SIN al colocar generación térmica basada en carbón con bajo costo que se conectaría en la subestación Santa Rita, permitiendo que el sistema acumule reserva hidráulica que finalmente redunde en menor despacho térmico y por consiguiente menor costo de operación. En todos los casos analizados la relación B-C siempre superior a 10.

Proyecto P3. Refuerzo del sistema mediante la línea Veladero-Llano Sánchez (1 circuito) para el 2016 (P3)

Este proyecto se justifica mediante análisis eléctrico y bajo algunos despachos extremos evaluados con el modelo de expansión a partir del año 2016.

Este circuito permite superar la contingencia de uno de los circuitos existentes Veladero-Llano Sánchez en caso de un despacho de alta exportación de energía del occidente del país hacia el oriente.

En condición de operación normal no se encuentran situaciones en las cuales se restrinja la generación del SIN aún sin ese circuito y es por eso que no se evidencia una disminución en el costo operativo con la inclusión de esa línea.

Aunque energéticamente el proyecto no se justifica se recomienda a fin de cumplir con el criterio de confiabilidad determinístico N-1 ante despachos de alta importación de Oriente a Occidente del país.

Proyecto P4: Reconfiguración de Llano Sánchez-Panamá II 230 KV entrando a las subestaciones Chorrera, Panamá y Panamá II más compensaciones asociadas para el 2016 (P4)

Este proyecto tiene gran impacto en la disminución del costo operativo del sistema, el cuál se ve altamente beneficiado al permitirse una mejor utilización de los recursos dado que con el proyecto se logra un intercambio adicional entre el oriente y occidente de 260 MW, haciendo que el costo operativo al final del horizonte baje a cerca de la mitad del costo actual, lo que implica un ahorro operativo considerable para un proyecto cuyo costo de implementación es del orden de los 20 millones de B/.

Este proyecto tiene relación B-C siempre mayor a uno y en promedio superior a 30. Para las sensibilidades se obtiene igualmente que la relación B-C es siempre mayor a uno, lo que indica que es un proyecto necesario para lograr una disminución importante del costo operativo.

Proyecto 5: Análisis del cuarto transformador 230/115 KV de 350 MVA en la subestación Panamá 230 KV (P5)

La implementación del cuarto transformador es una decisión que básicamente busca eliminar la probabilidad de riesgo de indisponibilidad que eventualmente podría demorar hasta 24 meses en las condiciones actuales.

Si se analiza desde el punto de vista de confiabilidad basado en la historia de falla de estos equipos la decisión sería no comprarlo, pero no se debe olvidar que no



se dispone de un repuesto y que mientras no se tenga solución para este equipo existirá la posibilidad de que se afecte la operación ante esta falla. Si se diera la indisponibilidad es evidente que la relación B-C del repuesto favorece la recomendación de instalarlo.

Proyecto 6: Análisis del tercer transformador 230/115 KV de 150 MVA en la subestación Panamá II 230 KV (P6)

Para este caso aplican las mismas recomendaciones del P5. Este transformador se recomienda a fin de eliminar el riesgo de indisponibilidad asociado a no tener un repuesto disponible.

Proyecto 7: Refuerzo Oriente-Occidente mediante la línea de circuito sencillo Changuinola-Guasquitas 230 kV y circuito sencillo con dos conductores por fase Guasquitas-Llano Sánchez-Panamá II a 230 kV (P7)

En vista del nuevo escenario de generación definido por la licitación de compra de potencia y energía realizada en septiembre de 2008, se vio la necesidad de revisar los resultados obtenidos de los escenarios base y encontrar un nuevo conjunto de proyectos que permitiera una operación segura y confiable de mínimo costo para el SIN. De lo anterior, se identificó éste proyecto que logra la disminución del costo operativo del sistema aproximándolo al costo ideal, beneficiando al sistema mediante la utilización óptima de los recursos hidráulicos dado que con el proyecto amplía el intercambio entre el oriente y occidente del orden de 380 MW, haciendo que el costo operativo al final del horizonte baje a cerca del 78% del costo actual, lo que conlleva a un ahorro operativo importante para un proyecto cuyo costo de inversión aproximado es del orden de los 100 millones de B/.

Este proyecto tiene relación B-C siempre mayor a uno y en promedio superior a 10 aún en el caso de que se atrasara hasta el año 2014. Dadas las nuevas expectativas de generación se recomienda implementar este refuerzo

9.11 EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES T3 DE CHORRERA Y LLANO SÁNCHEZ

De acuerdo al Capítulo V.2., sección 2.1 del Alcance y Estructura del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, artículo 67, establece los siguientes objetivos:

- a) Analizar el impacto de las nuevas instalaciones previstas... requerimientos adicionales de los distribuidores, conexión de grandes demandas...
- b) Planificar la expansión... que satisfaga la demanda proyectada...
- c) Identificar los refuerzos necesarios en el sistema de Transmisión con anticipación suficiente. de forma de asegurar el cumplimiento de las normas de calidad de servicio establecidas en el presente Reglamento y los nuevos requerimientos de los distribuidores.



- d) Identificar restricciones en el sistema transmisión que podrían deteriorar la seguridad o confiabilidad del servicio, o incrementar el costo de satisfacer la demanda

Con lo que deberá desarrollar un Plan de Expansión del Sistema de Transmisión que conste de un Plan de corto Plazo: con un horizonte de cuatro años, para lo cual las inversiones necesarias para aumentar el parque de transformación, serán previstas por ETESA en tiempo oportuno, en cumplimiento a la solicitud expresa y reiterativa de ASEP, en Nota No. DSAN-830-08 del 28 de marzo del 2008.

Las ampliaciones mayores identificadas en el Corto Plazo 2008-2011, del PESIN 2008, son las siguientes: instalación de Transformador T3 S/E Llano Sánchez y la instalación del Transformador T3 S/E Chorrera.

La definición de las obras fue hecho a través de estudios técnicos: análisis de contingencias, estudios de estabilidad transitoria y dinámica y estudios de compensación reactiva. Los proyectos seleccionados definen la solución mas adecuada, garantizada por la utilización de metodología y de las herramientas pertinentes.

1. TRANSFORMADOR T3 S/E LLANO SÁNCHEZ

ANTECEDENTES

La subestación Llano Sánchez 230 KV alimenta a la Distribuidora EDEMET en las Bahías 115/34.5 KV, para el servicio de electricidad demandado por toda la Provincia de Veraguas, S/E Santiago 115/34.5 KV, la Península de Azuero S/E La Arena 115/34.5 KV y la S/E Pocrí áreas de desarrollo agropecuario y procesamiento industrial, que en los pronósticos de electricidad 2008-2022, presentan en conjunto una tasa de crecimiento sostenido anual de 4.7%.

Este crecimiento vegetativo de la demanda, en media tensión puede provocar la sobrecarga de los transformadores de Llano Sánchez, al sobrepasar los limites de la capacidad existente en un periodo no mayor de tres años, en detrimento en la calidad de servicio prestado por la Empresa de transmisión Eléctrica.

La actual capacidad de transformación en la Subestación Llano Sánchez será sobrepasada aproximadamente a inicios del año 2011 si los pronósticos del crecimiento de la demanda del Escenario de Demanda Moderada, se cumplen. El escenario fue desarrollado con una evolución conservadora, o sea, asume un crecimiento vegetativo de los datos históricos, en ausencia de demandas puntuales provenientes de actividades extraordinarias.

OBJETIVO



Asegurar desde el punto de vista operativo que el suministro de electricidad del sector se pueda llevar a cabo de manera segura y confiable, ante el crecimiento de la demanda y evitar que la falta de fluido eléctrico se convierta en una barrera para el desarrollo económico de ese sector del país.

DESCRIPCION

El proyecto consiste en la compra e instalación de un nuevo transformador T3 con todos sus accesorios, con capacidad de 60/80/100 MVA, 230/115/34.5 KV, con el fin de mantener en el sector un servicio de energía eléctrica de buena calidad, para que sus habitantes mantengan la calidad de vida y se continúe con el desarrollo del sector. De acuerdo a la modificación al Reglamento de Transmisión, el sistema de conexión debe cumplir con el Criterio de Seguridad N-1, por lo que se ha considerado que este nuevo transformador tenga una mayor capacidad, con el propósito de ir poco a poco cumpliendo este requisito.

VIABILIDAD TÉCNICA

La subestación Llano Sánchez 230KV consta en la actualidad de dos (2) transformadores 230/115/34.5 KV con las siguientes capacidades:

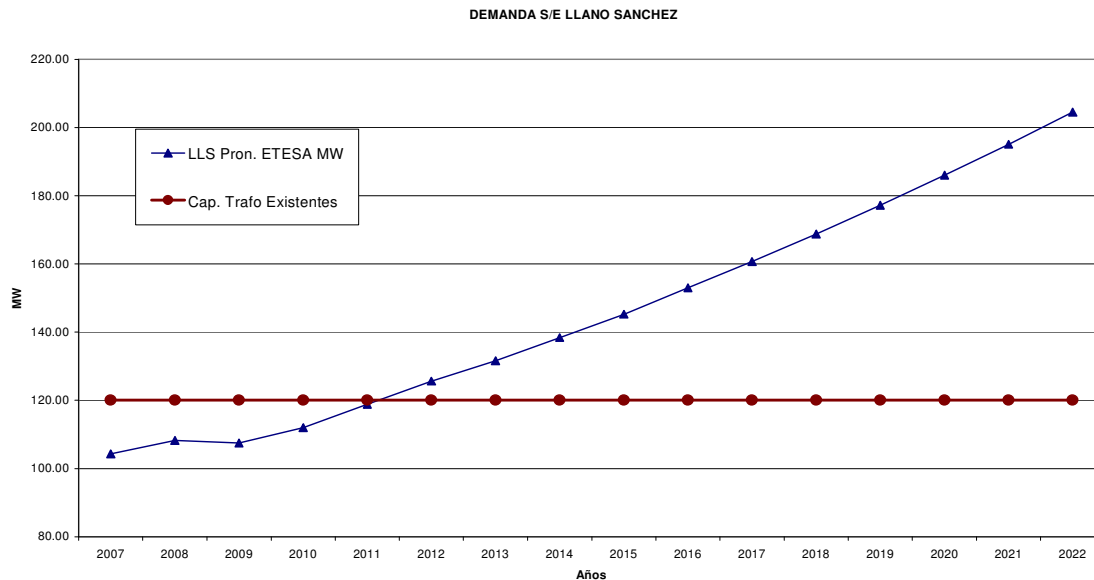
CAPACIDAD DE TRANSFORMACION DE ETESA

SUBESTACION	ETAPA ENFRIAMIENTO	TEMP. ° C	CAPACIDAD (MVA)		
			AT	MT	BT
			230	115	34.5
LLANO SANCHEZ T1 Y T2*	FOA FA2	65	78.5	67.3	33.6
	FOA FA2	55	70	60	30
	FA FA1	55	56	48	24
	OA	55	42	36	18

Tabla 9-2

Como podemos observar, el embobinado de 115 KV de estos transformadores tiene capacidad para 60 MVA a 55°C. De acuerdo al pronóstico de demanda para esta subestación, en el año 2011 se llegaría al limite de carga de estos transformadores, como se muestra en la figura a continuación. Por consiguiente, es evidente que ETESA debe tener en operación para ese año, un tercer transformador en esta subestación.

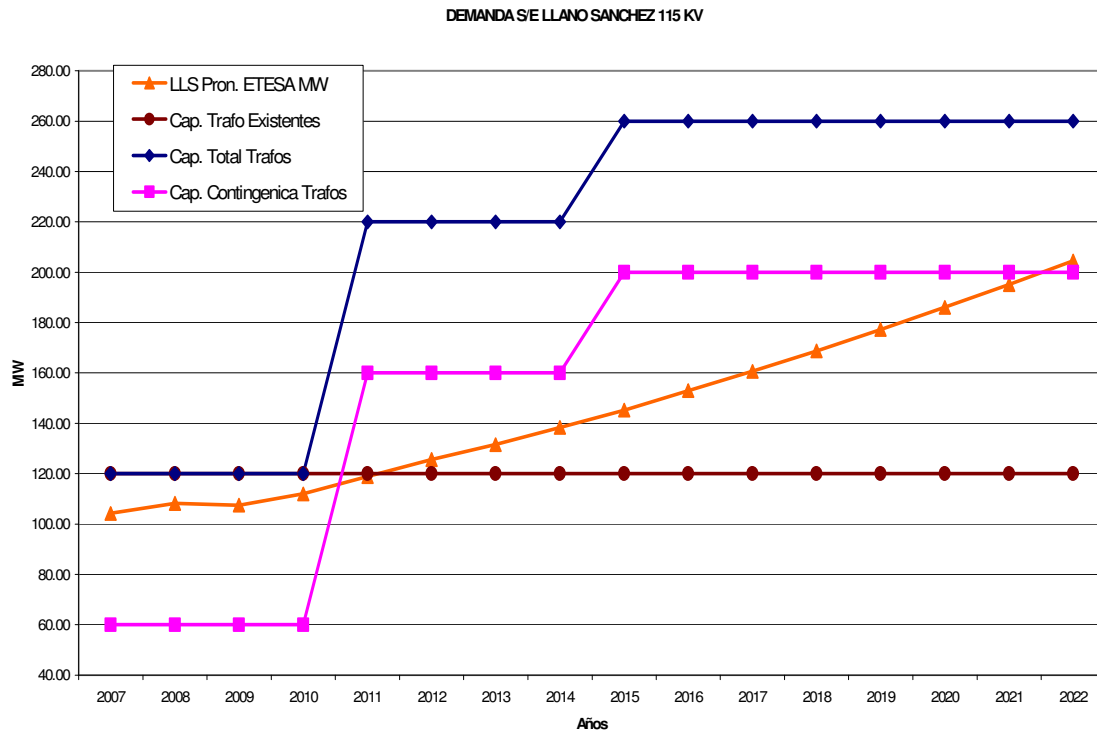


Es necesario destacar que el pronóstico utilizado en esta subestación considera que parte de la actual carga del sector hotelero y residencial turístico de Antón, Río Hato y Farallón, actualmente servida por la conexión de EDEMET en la S/E Llano Sánchez 230/115 KV, se traslada hacia la nueva subestación de distribución de EDEMET, S/E Las Guías, en construcción para iniciar operaciones en el año 2009.

Considerando la adición de este nuevo transformador T3 con capacidad de 60/80/100 MVA y el reemplazo del T1 de esta subestación (ver Plan de Reposición), con la misma capacidad del T3, tendríamos la siguiente cobertura de demanda en la subestación Llano Sánchez:

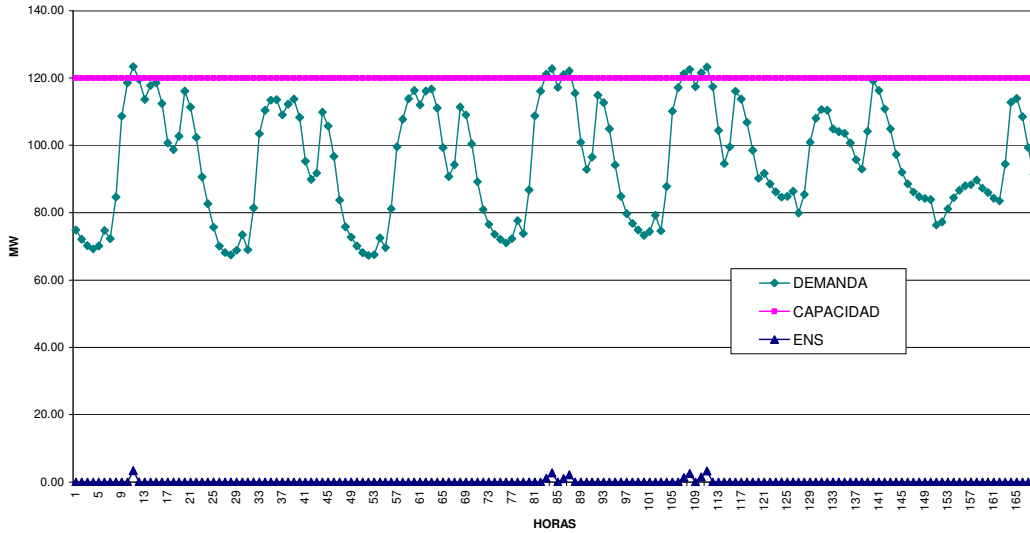




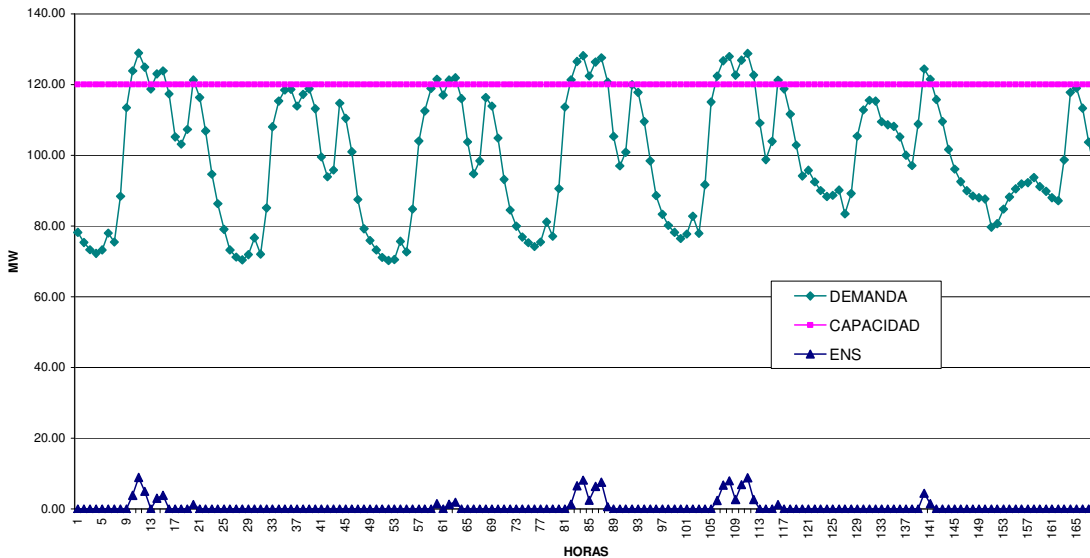
A continuación se presenta dos graficas que muestran la demanda de la subestación Llano Sánchez para una semana típica de los años 2012 y 2013. En las mismas se observa los niveles incipientes pero significativos de energía no servida, de no incrementarse la capacidad de transformación.



DEMANDA SEMANAL LLANO SÁNCHEZ 2012



DEMANDA SEMANAL LLANO SANCHEZ 2013



La presencia de energía no servida, se traduce en interrupciones del servicio y cortes del suministro, lo cual reflejaría una disminución de la calidad de servicio, con sus efectos en la imagen y en las penalidades a que se enfrentaría la empresa. Por consiguiente, se ha considerado la adición de un tercer transformador T3 de 230/115 KV, en esta subestación, con la misma capacidad de



los transformadores existentes, 60 MVA. Con esto se garantiza el suministro a esta subestación por lo menos hasta el año 2019.

La selección de un transformador del mismo tamaño de los existentes en la subestación, obedece a la eficacia operativa del sistema de tener transformadores en las subestaciones de la misma capacidad, lo que le permite distribuir mas racionalmente las cargas en caso de contingencias locales, sin efectos de impacto de mayor magnitud en el Sistema Principal de Transmisión, durante los próximos diez años.

COSTO

El costo estimado del suministro e instalación del transformador, incluyendo la mano de obra y obras auxiliares necesarias, para la puesta en operación del mismo es de B/.5,430,101⁴⁷

Los desembolsos se realizaran en tres años, a partir de la aprobación y antes de la entrada del proyecto:

2009	5%
2010	25%
2011	70%

JUSTIFICACIÓN ECONOMICA

El suministro de electricidad al área servida por la S/E Llano Sánchez es de vital importancia para el sector, cuyo crecimiento económico regional esta basado en la agroindustria, depende mucho de este insumo. El mantener el fluido eléctrico de manera constante, confiable y seguro requiere de inversiones encaminadas al fortalecimiento de la capacidad de transformación. Estas obras tienen siempre grandes retornos económicos derivados principalmente de los beneficios que representa el evitar energía no servida, que reflejan el costo de la actividad económica no desarrollada por la falta del fluido.

Del proyecto se pueden identificar por lo menos cuatro beneficios directos provenientes de su implementación: tres desde el punto de vista financiero de la empresa: (i) valor de las penalizaciones evitadas por el incumplimiento de los requerimientos de la confiabilidad en el servicio de transmisión; (ii) ingresos correspondientes al IMP; y (iii) el beneficio fiscal de la depreciación del activo. En consideración a los perjuicios a la comunidad (i) valor evitado de la energía no servida por interrupciones. Aunque son varios los beneficios, el análisis económico se realizo considerando solamente los costos, de inversión y de operación y mantenimiento del nuevo activo; versus el monto de la energía no servida evitada.

⁴⁷ Un Balboa (B/.) = Un dólar (\$) estadounidense



FLUJO DE CAJ A
TRANSFORMADOR T3 S/E LLANO SANCHEZ
AÑOS : 2009-2014

No.	AÑO Crono	COSTOS		BENEFICIOS		FLUJO NETO
		INVERSION	O y M	E. N. S. (MWh)	('000 \$)	
			1.42%		1,850\$/MWh	
-3	2009	328.5				-328.5
-2	2010	1,642.3				-1,642.3
-1	2011	4,598.4				-4,598.4
1	2012		93.3	995.0	1,840.8	1,747.5
2	2013		93.3	5,667.2	10,484.3	10,391.1
3	2014		93.3	18,352.4	33,951.9	33,858.7
TOTAL		6,569.2	279.8	25,014.6	46,277.0	39,428.0
VPN		4,875.6	224.0		34,167.9	

TASA DESCUENTO	12.0%	VPN	\$19,285.01
VIDA UTIL (AÑOS)	35	TIR	89%
		PRC	2
		RBC	6.70

DATA

Costo de Inversion	6,569,164 \$
ENS	1,850 \$/MWh

Considerando una tasa de descuentos del 12%, una operación del transformador de solo tres años dentro de una vida útil de treinta y cinco años para el activo, menos de un 9% de la vida operativa esperada; así como un valor de B/. 1,850 MWh para la energía no servida⁴⁸. La valuación económica arroja una TIR de 89%, con un VPN de B/. 19.2 millones, una recuperación del capital invertido en solo dos años, con una relación Costo Beneficio de 6.7. Sin embargo se obtienen estos valores sin sumar todos los ingresos del proyecto, de añadirle los otros componentes de beneficios identificados, abundarían y superarían con creces los criterios de decisión.

⁴⁸ ASEP Resolución No. AN-1143-Elec.



BENEFICIO Y BENEFICIARIOS

Los beneficios cualitativos del proyecto se materializarán por el mantenimiento de calidad del servicio de transporte de la energía eléctrica y por ende un mantenimiento de energía recibida por el usuario final sin interrupciones y cortes que desincentiven la inversión en el área de afectación

Los beneficiarios son todos los usuarios actuales y futuros del área afectada: residenciales, comerciales, industriales y el servicio público. La empresa de distribución EDEMET que reduciría pérdidas por un mejor manejo de carga e incrementaría facturación y finalmente ETESA que evitaría costos por penalidades y protegería su imagen corporativa.

RECOMENDACIÓN

Con base a lo expuesto, es necesaria, y se justifica técnica y económicamente la adición del transformador T3 de esta subestación Llano Sánchez, para el año 2011, con una inversión directa estimada en balboas del 2008 de B/. 6,569,164

2. TRANSFORMADOR T3 S/E CHORRERA

ANTECEDENTES

La subestación Chorrera 230 KV alimenta a la Distribuidora EDEMET en las Bahías 34.5 KV, para el servicio de electricidad demandado en el este, que comprende las áreas de Arraiján, Vacamonte, al área urbana y suburbana de Chorrera y al oeste a los distritos de Capirá, Chame y San Carlos. Estas últimas áreas se han convertido en los últimos años en un polo de desarrollo turístico de playa y de residencial de alto nivel. En cambio el área este de Chorrera y del Distrito de Arraiján, espontáneamente se han transformado en un dormitorio de población que trabaja en la capital, generando un polo desarrollo vecinal, que ha estado creciendo sostenidamente en los últimos años.

En realidad desde el año 2007, la demanda, en media tensión sobrepasó la capacidad de transformación existente en la subestación, por lo cual se trabaja en los límites de su capacidad durante el año 2008, mientras entra en operación la nueva S/E de EDEMET Las Guías, en el 2009, con la cual se liberará un porcentaje de la carga. Dado el alto crecimiento pronosticado para los años 2009-2013, de aproximadamente 5.2% anual se sobrepasarán nuevamente los límites en un periodo no mayor de cinco años, en detrimento en la calidad de servicio prestado por la Empresa de Transmisión Eléctrica.



La actual capacidad de transformación en la Subestación Chorrera será sobrepasada aproximadamente a inicios del año 2013 si los pronósticos del crecimiento del Escenario de Demanda Moderada, se cumplen. El escenario fue desarrollado con una evolución conservadora, o sea, asume un crecimiento vegetativo de los datos históricos, e incluye las previsiones de la Distribuidora para el área.

OBJETIVO

Asegurar desde el punto de vista operativo que el suministro de electricidad del sector se pueda llevar a cabo de manera segura y confiable, ante el crecimiento de la demanda y evitar que la falta de fluido eléctrico se convierta en una barrera para el desarrollo de las actividades previstas para el área en los próximos años.

DESCRIPCION

El proyecto consiste en la compra e instalación de un nuevo transformador T3 con todos sus accesorios, con una capacidad instalada de 60/80/100 MVA, 230/115/34.5 KV, con el fin de mantener en el sector un servicio de energía eléctrica de buena calidad, para que sus habitantes mantengan la calidad de vida y se desarrollen sin obstáculos las actividades económicas del sector. De acuerdo a la modificación al Reglamento de Transmisión, el sistema de conexión debe cumplir con el Criterio de Seguridad N-1, por lo que se ha considerado que este nuevo transformador tenga una mayor capacidad, con el propósito de ir poco a poco cumpliendo este requisito.

VIABILIDAD TÉCNICA

La subestación Chorrera consta actualmente de dos (2) transformadores 230/115/34.5 KV con las siguientes capacidades

CAPACIDAD DE TRANSFORMACION DE ETESA

SUBESTACION	ETAPA ENFRIAMIENTO	TEMP. ° C	CAPACIDAD (MVA)		
			AT	MT	BT
			230	115	34.5
CHORRERA T1* Y T2	FOA FA2	65	56	56	56
	FOA FA2	55	50	50	50
	FA FA1	55	40	40	40
	OA	55	30	30	30

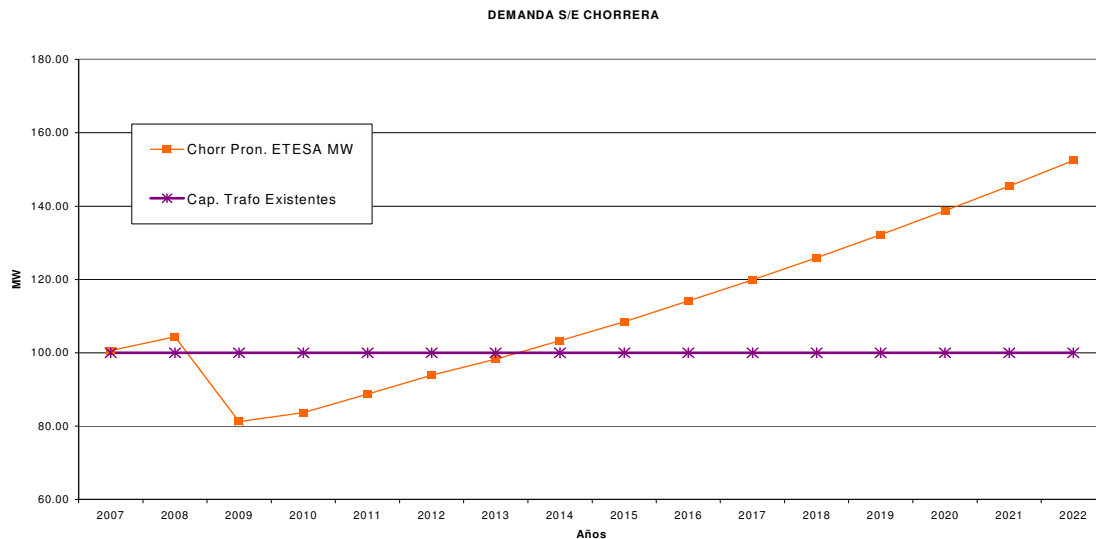
Tabla 9-3

Como podemos observar, el embobinado de 34.5 KV de estos transformadores tiene capacidad para 50 MVA a 55°C. De acuerdo al pronóstico de demanda para esta subestación, que se muestra en la figura a continuación, en el año 2013 se



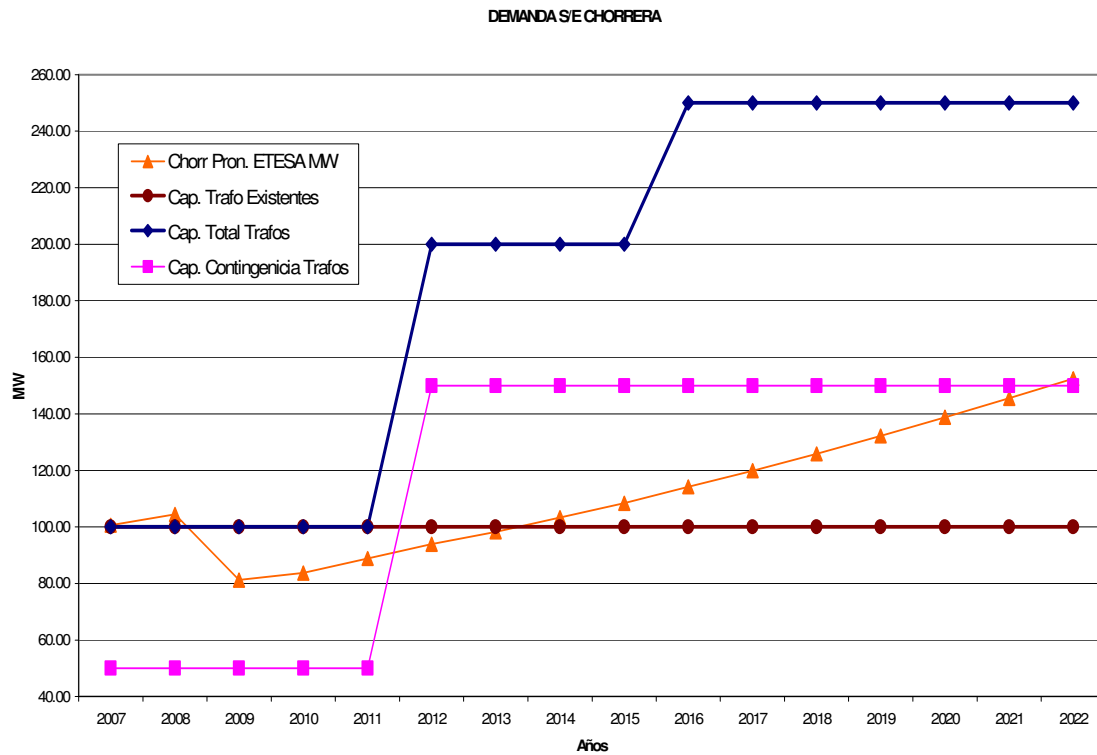
llegaría al límite de carga de estos transformadores, por lo que se hace necesario para ese año la adición de un tercer transformador en esta subestación.

La tasa de crecimiento sostenido de 3.8% anual para el periodo 2008-2022, considera la puesta en servicio de la nueva S/E Las Guías, en el año 2009, con un capacidad de transformación en 230/115/34.5 KV, absorbiendo a partir de ese momento una apreciable cantidad de la carga generada por el desarrollo del área al oeste de la subestación Chorrera.



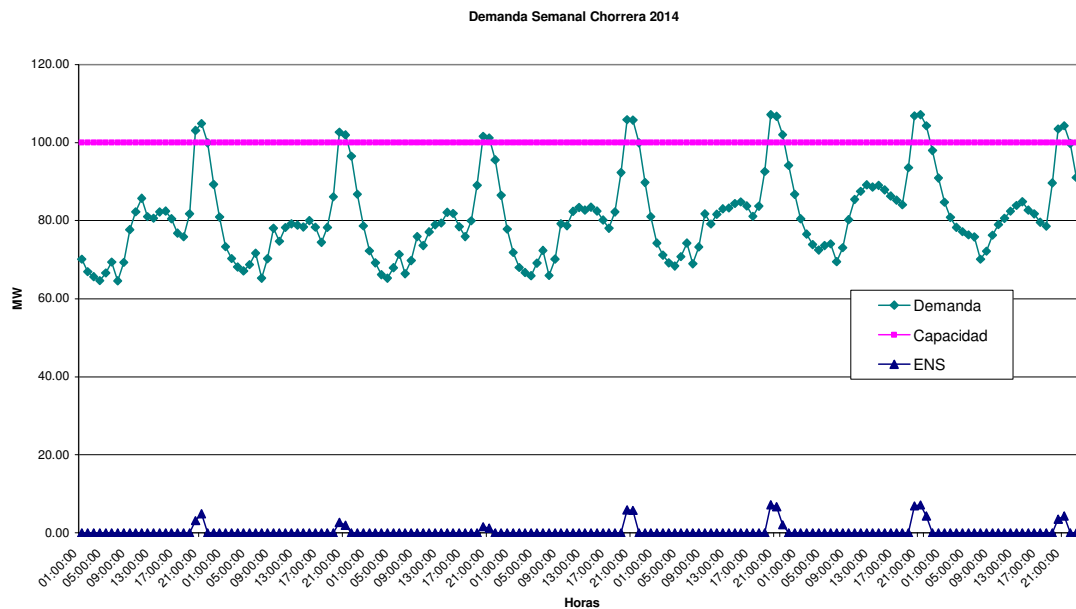
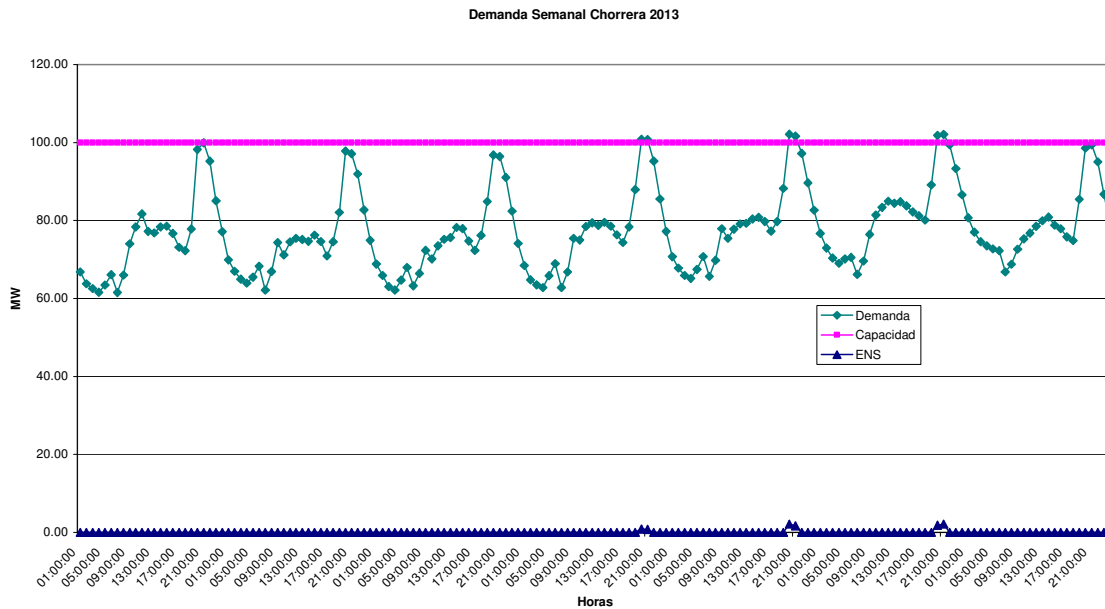
Considerando la adición de este nuevo transformador T3 con capacidad de 60/80/100 MVA y el reemplazo del T2 de esta subestación (ver Plan de Reposición), con la misma capacidad del T3, tendríamos la siguiente cobertura de demanda en la subestación Chorrera:





A continuación se presenta dos graficas que muestran la demanda de la subestación Chorrera para una semana típica de los años 2013 y 2014. En la cual se nota claramente que la limites de la carga se acentúa en las horas nocturnas, con lo cual se enfatiza lo de ciudad dormitorio. El crecimiento de áreas residenciales de bajo y medio nivel, por los valores relativos de la tierra con respecto a al área metropolitana, prevé la sobrecarga con interrupciones, que afectarían la calidad de vida y por ende la imagen de ETESA.





Dada la mala calidad de servicio prestado por ETESA, la empresa transportadora se enfrentaría a penalidades a que se traducirían en la reducción tarifaria al tener que acreditar a EDEMET la disminución de cargos por el uso de la red, por el incumplimiento de los límites establecidos en la calidad de servicio.

Como una solución adecuada a la probable situación de sobrecarga, se ha considerado la adición de un tercer transformador T3 de 230/34.5 KV, en esta subestación, con la misma capacidad de los transformadores existentes, 50 MVA.



Con esto se garantiza el suministro a esta subestación por lo menos hasta el año 2021.

La selección de un transformador del mismo tamaño a los existentes en la subestación, obedece a la eficacia operativa del sistema de tener transformadores en las subestaciones de la misma capacidad, lo que le permite distribuir mas racionalmente las cargas en caso de contingencias locales, sin efectos de impacto de mayor magnitud en el Sistema Principal de Transmisión, durante los próximos diez años.

COSTO

El costo estimado del suministro e instalación del transformador, incluyendo la mano de obra y obras auxiliares necesarias, para la puesta en operación del mismo, es de B/.4,205,931⁴⁹

Los desembolsos se realizaran en cuatro años, a partir de la aprobación y antes de la entrada del proyecto:

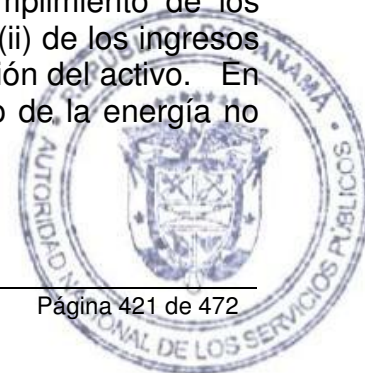
2009	5%
2010	5%
2011	20%
2012	70%

JUSTIFICACIÓN ECONOMICA

El suministro de electricidad al área servida por la S/E Chorrera, con calidad, confiable y segura es un elemento dentro de la ecuación desarrollo del área oeste de la provincia de Panamá. El servicio a una población en crecimiento que requiere de la expansión de los servicios de agua potable, de plazas comerciales, de nuevo colegios, servicios de salud y de alumbrado publico, todos dependientes del suministro de electricidad. El mantener el fluido eléctrico de manera constante, confiable y segura requiere de inversiones encaminadas al fortalecimiento de la capacidad de transformación. Estas obras tienen siempre grandes retornos económicos derivados principalmente de los beneficios que representa el evitar energía no servida, que reflejan el costo de la actividad económica no desarrollada por la falta del fluido.

Del proyecto se pueden identificar por lo menos cuatro beneficios directos provenientes de su implementación: tres desde el punto de vista financiero de la empresa (i) valor de las penalizaciones evitadas por el incumplimiento de los requerimientos de la confiabilidad en el servicio de transmisión; (ii) de los ingresos correspondientes al IMP; y (iii) el beneficio fiscal de la depreciación del activo. En consideración a los perjuicios a la comunidad (i) valor evitado de la energía no

⁴⁹ Un Balboa (B/.) = Un dólar (\$) estadounidense



de

servida por interrupciones. Aunque son varios los beneficios, el análisis económico se realizó considerando solamente los costos, de inversión y de operación y mantenimiento del nuevo activo; versus el monto de la energía no servida evitada.

FLUJO DE CAJ A
TRANSFORMADOR T3 S/E CHORRERA
AÑOS : 2009-2015

AÑO		COSTOS		BENEFICIOS		FLUJO NETO
No.	Crono	INVERSION	O y M	E. N. S.	('000 \$)	
			1.42%		1,850\$/MWh	
-4	2009	307.9				-307.9
-3	2010	307.9				-307.9
-2	2011	1,231.7				-1,231.7
-1	2012	4,311.0				-4,311.0
1	2013		87.5	490.34	907.1	819.7
2	2014		87.5	3,605.45	6,670.1	6,582.6
3	2015		87.5	9,318.40	17,239.0	17,151.6
TOTAL		6,158.6	262.4	13,414.2	24,816.3	18,395.3
VPN		4,136.9	210.0		18,397.7	

TASA DESCUENTO	12.0%	VPN	\$7,421.71
VIDA UTIL (AÑOS)	35	TIR	54%
		PRC	2
		RBC	4.23

DATA

Costo de Inversion	6,158,610 \$
ENS	1,850 \$/MWh

Considerando una tasa de descuentos del 12%, una operación del transformador de solo tres años dentro de una vida útil de treinta y cinco años para el activo, menos de un 9% de la vida operativa esperada; así como un valor de B/. 1, 850 MWh para la energía no servida. La valuación económica arroja una TIR de 54%, con un VPN de B/. 7.4 millones, una recuperación del capital invertido en solo dos años, con una relación Costo Beneficio de 4.23. Sin embargo se obtienen estos valores sin sumar todos los ingresos del proyecto, de añadirle los otros componentes de beneficios, abundarían y superarían con creces los criterios de decisión.



BENEFICIO Y BENEFICIARIOS

Los beneficios cualitativos del proyecto se materializarán por el mantenimiento de calidad del servicio de transporte de la energía eléctrica y por ende un mantenimiento de energía recibida por el usuario final sin interrupciones y cortes que desincentiven la inversión en el área de afectación

Los beneficiarios son todos los usuarios actuales y futuros del área afectada: residenciales, comerciales, industriales y el servicio público, servidos por la S/E Chorrera. La empresa de distribución EDEMET, que reduciría pérdidas por un mejor manejo de carga e incrementaría facturación y finalmente ETESA que evitaría costos por penalidades y protegería su imagen corporativa.

RECOMENDACIÓN

Con base a lo expuesto, es necesaria, y se justifica técnica y económicamente la adición del transformador T3 de esta subestación Chorrera para el año 2012, con una inversión directa estimada en balboas del 2008 de B/. 6,158,610



Capítulo 10: Plan de Expansión de Largo Plazo

Tomando en cuenta el nuevo escenario de generación que considera las centrales generadoras hidro que obtuvieron contratos con las empresas distribuidoras en la reciente licitación realizada a inicios de septiembre de 2008 y las demás centrales hidro que se encuentran actualmente en construcción, obtenemos de los análisis realizados, que es necesario desarrollar los siguientes proyectos, de modo que el sistema de transmisión tenga la capacidad para transportar toda la generación de estas centrales, cumpliendo con las normas de calidad establecidas en el Reglamento de Transmisión.

Las ampliaciones identificadas en el largo plazo, 2012 – 2016, son las siguientes:

Proyectos Identificados en el Largo Plazo

1. Refuerzo Panamá 230 KV Etapa 1

Debido a la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos del nuevo escenario incluido en el Plan Indicativo de Generación, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Llano Sánchez y Panamá con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de su límites de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. Para lograr esto, uno de los circuitos de la línea Llano Sánchez – Panamá II (que inicialmente se secciona en la subestación Antón en el año 2010) se deberá seccionar además en las subestación Panamá. De esta forma quedaría un circuito Llano Sánchez – Panamá II y un circuito Llano Sánchez – Antón - Panamá – Panamá II.

En este sentido, es necesario realizar las siguientes expansiones:

LINEAS

Línea de 230 KV Antón – 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

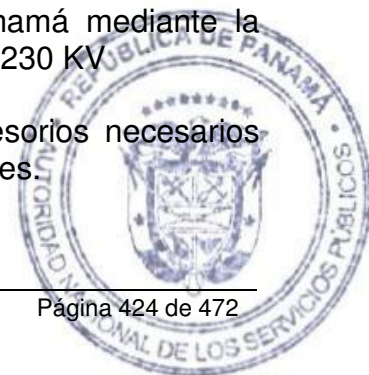
Conductor: 1500 XLPE

Capacidad: 225 MVA (normal) 450 MVA (contingencia), estas capacidades del cable son aproximadas

SUBESTACIONES

También será necesaria la ampliación de la subestación Panamá mediante la adición de una nave de dos interruptores y una de un interruptor 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 2009

Inicio de Operación: julio de 2012

Inversión: Línea B/. 2,177,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2009

Inicio de Operación: julio de 2012

Inversión: S/E Panamá B/. 3,334,000

Gran Total: B/. 5,511,000

2. Refuerzo Fortuna - Guasquitas 230 KV

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 Guasquitas y Fortuna, 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 Guasquitas – Fortuna

Cantidad de circuitos: 1

Longitud: 16 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 Guasquitas y Fortuna:

Guasquitas: adición de una nave de dos interruptores de 230 KV

Fortuna: adición de un interruptor 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 2009

Inicio de Operación: julio de 2012

Inversión: Guasquitas – Fortuna: B/. 2,244,000



Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2009

Inicio de Operación: julio de 2012

Inversión: S/E Guasquitas:	B/. 2,117,000
S/E Veladero:	B/. 1,217,000
TOTAL:	B/. 3,334,000

Gran Total: B/. 5,578,000

3. Refuerzo Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV Etapa 1

Debido a la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos incluidos en el Plan Indicativo de Generación en el área de Chiriquí, específicamente en la cuenca del río Chiriquí Viejo, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Guasquitas, Llano Sánchez y Panamá II, con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de sus 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 Guasquitas – Llano Sánchez

Cantidad de circuitos: 1

Longitud: 195 km

Conductor: 750 ACAR 2 cond. por fase

Capacidad: 300 MVA (normal) 500 MVA (contingencia), capacidad estimada

Línea de 230 KV Llano Sánchez – Panamá II

Cantidad de circuitos: 1

Longitud: 195 km

Conductor: 750 ACAR 2 cond. por fase

Capacidad: 300 MVA (normal) 500 MVA (contingencia), capacidad estimada

Estas líneas serán de doble circuito, montando inicialmente un solo circuito

SUBESTACIONES

También será necesaria la ampliación de las subestaciones Guasquitas, Llano Sánchez y Panamá II:

Guasquitas: adición de una nave de un interruptor 230 KV

Llano Sánchez: adición de una nave de tres interruptores 230 KV

Panamá II: adición de una nave de dos interruptores 230 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.



Costos;

Línea:

Inicio del Proyecto: enero de 2009

Inicio de Operación: enero de 2013

Inversión: Guasquitas – Llano Sánchez: B/. 43,781,000

Llano Sánchez – Panamá II: B/. 43,781,000

Total: B/. 87,562,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2009

Inicio de Operación: enero de 2013

Inversión: S/E Guasquitas: B/. 1,217,000

S/E Llano Sánchez: B/. 3,334,000

S/E Panamá II: B/. 2,117,000

TOTAL: B/. 6,668,000

Gran Total: B/. 94,230,000

4. Refuerzo Antón y Panamá 230 KV Etapa 2

Debido a la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos del nuevo escenario incluido en el Plan Indicativo de Generación, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Llano Sánchez y Panamá con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de su límites de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. En este caso, el segundo circuito Llano Sánchez – Panamá II se secciona en las subestaciones Antón y Panamá, quedando de esta manera dos circuitos Llano Sánchez – Antón – Panamá – Panamá II 230 KV

En este sentido, es necesario realizar las siguientes expansiones:

LINEAS

Línea de 230 KV Llano Sánchez - Panamá II, seccionada en la S/E Antón y 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), estas capacidades del cable son aproximadas

SUBESTACIONES

También serán necesarias las ampliaciones siguientes:

S/E Antón: adición de una nave de tres interruptores 230 KV

S/E Panamá: adición de dos naves de dos interruptor 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 2012

Inicio de Operación: julio de 2016

Inversión: entrada S/E Anton:	B/. 194,000
entrada subterráneas en Panamá:	B/. 2,177,000
Total:	B/. 2,371,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2012

Inicio de Operación: julio de 2016

Inversión: S/E Antón:	B/. 3,334,000
S/E Panamá:	B/. 4,234,000
Total :	B/. 7,568,000

Gran total: B/. 9,939,000

5. Refuerzo Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV Etapa 2

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 Guasquitas, Llano Sánchez y Panamá II, con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de sus límites permisibles de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. En este sentido, es necesario montar el segundo circuito en la línea Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV.

LINEAS

Línea de 230 KV Guasquitas – Llano Sánchez

Cantidad de circuitos: 1

Longitud: 195 km

Conductor: 750 ACAR 2 cond. por fase

Capacidad: 300 MVA (normal) 500 MVA (contingencia), capacidad estimada

Línea de 230 KV Llano Sánchez – Panamá II

Cantidad de circuitos: 1

Longitud: 195 km

Conductor: 750 ACAR 2 cond. por fase

Capacidad: 300 MVA (normal) 500 MVA (contingencia), capacidad estimada

Se montará en segundo circuito en estas líneas.



SUBESTACIONES

También será necesaria la ampliación de las subestaciones Guasquitas, Llano Sánchez y Panamá II:

Guasquitas: adición de una nave de dos interruptores 230 KV

Llano Sánchez: adición de una nave de tres interruptores 230 KV

Panamá II: adición de una nave de dos interruptores 230 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

Costos;

Línea:

Inicio del Proyecto: enero de 2012

Inicio de Operación: julio de 2016

Inversión: Guasquitas – Llano Sánchez: B/. 15,761,000

Llano Sánchez – Panamá II: B/. 15,761,000

Total: B/. 31,522,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2012

Inicio de Operación: julio de 2016

Inversión: S/E Guasquitas: B/. 2,117,000

S/E Llano Sánchez: B/. 3,334,000

S/E Panamá II: B/. 2,117,000

TOTAL: B/. 7,568,000

Gran Total: B/. 39,090,000

6. Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV

Debido a que este es un proyecto a largo plazo, en revisiones posteriores del Plan de Expansión se verificará la necesidad de este proyecto, el cual depende de futuras plantas térmicas a instalarse en la provincia de Colón.

Debido a la entrada en operación de los proyectos termoeléctricos incluidos en el Plan Indicativo de Generación en el área de Colón, específicamente proyectos de Carbón de 250 MW, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Santa Rita y Panamá II, con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de sus límites permisibles de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. Este refuerzo consiste en la energización en 230 KV de la línea Santa Rita – Panamá II. En este sentido, es necesario realizar las siguientes expansiones:



Handwritten signature or initials.

SUBESTACIONES

Será necesaria la ampliación de las subestaciones Santa Rita y Panamá II:

Santa Rita: adición del patio de 230 KV con dos transformadores 230/115 KV, 100 MVA, dos naves de dos interruptores de 230 KV

Panamá II: adición de dos naves de dos interruptores 230 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

Costos;

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2015

Inicio de Operación: enero de 2018

Inversión: S/E Santa Rita: B/. 14,124,000

S/E Panamá II: B/. 4,234,000

TOTAL: B/. 18,358,000

7. Bancos de Capacitores

El crecimiento de la demanda obliga al aumento del soporte de reactivo en las áreas de mayor concentración de carga del sistema, como lo es el área de la ciudad de Panamá, con el fin de mantener los niveles de tensión en la red de transmisión dentro de los valores establecidos en las Normas de Calidad. En este Plan de Expansión se determina que es necesario considerar la adición de los siguientes bancos de capacitares:

S/E Panamá: 60 MVAR (2 bancos de 30 MVAR c/u) en el patio de 115 KV

S/E Llano Sánchez: 90 MVAR (3 bancos de 30 MVAR c/u) en el patio de 115 KV

Las obras necesarias para la conexión de este banco de capacitores en estas subestaciones son las siguientes:

S/E Llano Sánchez:

Patio de 115 KV: 90 MVAR de compensación capacitiva mediante 3 bancos de 30 MVAR, se incluyen tres interruptores, uno para cada banco y todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de este banco.

Inicio del Proyecto: enero de 2009

Inicio de Operación: julio de 2012

Inversión: B/. 2,667,000

S/E Panamá:

Patio de 115 KV: 60 MVAR de compensación capacitiva mediante 2 bancos de 30 MVAR, se incluyen dos interruptores, uno para cada banco y todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de este banco.

Inicio del Proyecto: enero de 2013



de

Inicio de Operación: enero de 2016
Inversión: B/. 1,778,000

8. Adición de Transformadores

T4 S/E Panamá

Debido al aumento de carga del área metropolitana y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá es necesaria la adición de un cuarto transformador de iguales características al T3 existente, 230/115 KV, 210/280/350 MVA en esta subestación.

Esto Implica la ampliación de los patios de 230 y 115 KV de la subestación mediante dos naves de dos interruptores, para la conexión del transformador.

Inicio del Proyecto: enero de 2009
Inicio de Operación: julio de 2012
Inversión: B/. 8,082,000

T3 S/E Panamá II

Debido al aumento de carga del área metropolitana y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá II es necesaria la adición de un tercer transformador de iguales características a los existentes, 230/115 KV, 105/140/175 MVA en esta subestación.

Esto Implica la ampliación de los patios de 230 y 115 KV de la subestación mediante dos naves de dos interruptores, para la conexión del transformador.

Inicio del Proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación: enero de 2016
Inversión: B/. 7,382,000



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 año 2013 a partir de las estadísticas de fallas de las respectivas líneas y generadores actualizadas a Diciembre de 2007.

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

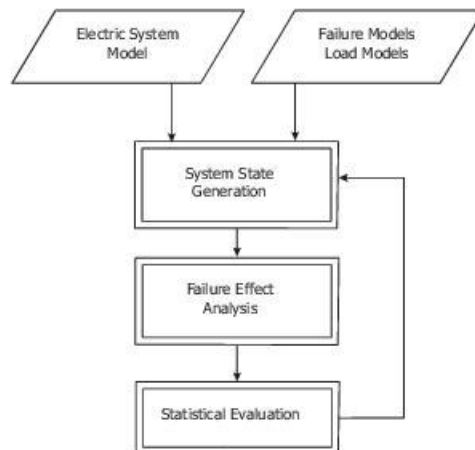


Figura 11- 1
Diagrama de flujo
básico

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: λ

Una constante de tasa de reparación: μ

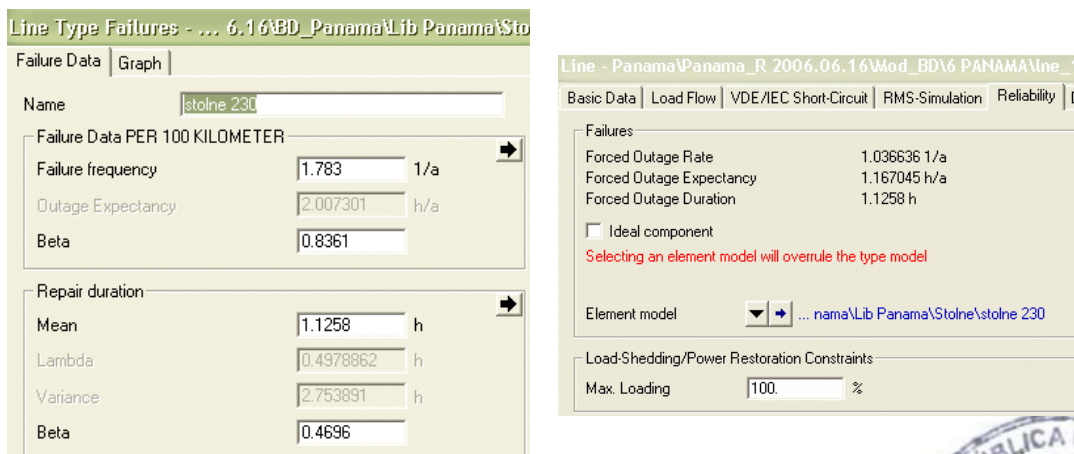
Estos dos parámetros pueden ser usados para calcular:

Tiempo medio para fallar: $TTF = 1/\lambda$

Tiempo medio para reparación: $TTR = 1/\mu$

Disponibilidad: $P = TTF / (TTF + TTR)$

MODELO DE FALLAS EN LÍNEAS



The image shows two screenshots of a software interface for configuring failure models. The left screenshot shows the 'Line Type Failures' dialog for a line named 'stoline 230'. It has two tabs: 'Failure Data' and 'Graph'. Under 'Failure Data PER 100 KILOMETER', the parameters are: Failure frequency: 1.783 1/a, Outage Expectancy: 2.007301 h/a, and Beta: 0.8361. Under 'Repair duration', the parameters are: Mean: 1.1258 h, Lambda: 0.4978862 h, Variance: 2.753891 h, and Beta: 0.4696. The right screenshot shows the 'Line - Panama\Panama_R 2006.06.16\Mod_BD\6 PANAMA\line_1' dialog with the 'Reliability' tab selected. It shows 'Failures' with: Forced Outage Rate: 1.036636 1/a, Forced Outage Expectancy: 1.167045 h/a, and Forced Outage Duration: 1.1258 h. There is an unchecked checkbox for 'Ideal component' and a red warning message: 'Selecting an element model will overrule the type model'. The 'Element model' dropdown is set to '... nama\Lib Panama\Stoline\stoline 230'. At the bottom, 'Load-Shedding/Power Restoration Constraints' shows 'Max. Loading' set to 100 %.

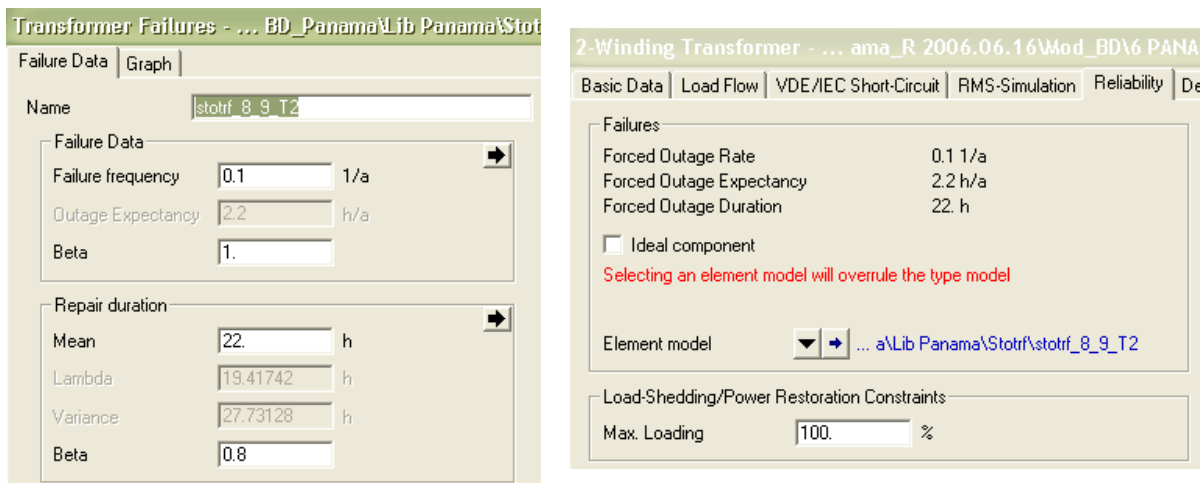
Figura 11- 2
Modelo Weibull-Markov para fallas en líneas




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 β** . 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 β de la distribución Weibull para los dos estados, se estiman a partir de las estadísticas cronológicas de falla de cada componente.



Transformer Failures - ... BD_Panama\Lib Panama\Stotrf_8_9_T2

Failure Data | Graph

Name: stotrf_8_9_T2

Failure Data

Failure frequency: 0.1 1/a

Outage Expectancy: 2.2 h/a

Beta: 1.

Repair duration

Mean: 22 h

Lambda: 19.41742 h

Variance: 27.73128 h

Beta: 0.8

2-Winding Transformer - ... ama_R 2006.06.16\Mod_BD\6 PANAMA

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | RMS-Simulation | Reliability | De

Failures

Forced Outage Rate: 0.1 1/a

Forced Outage Expectancy: 2.2 h/a

Forced Outage Duration: 22 h

Ideal component

Selecting an element model will overrule the type model

Element model: ... a\Lib Panama\Stotrf\stotrf_8_9_T2

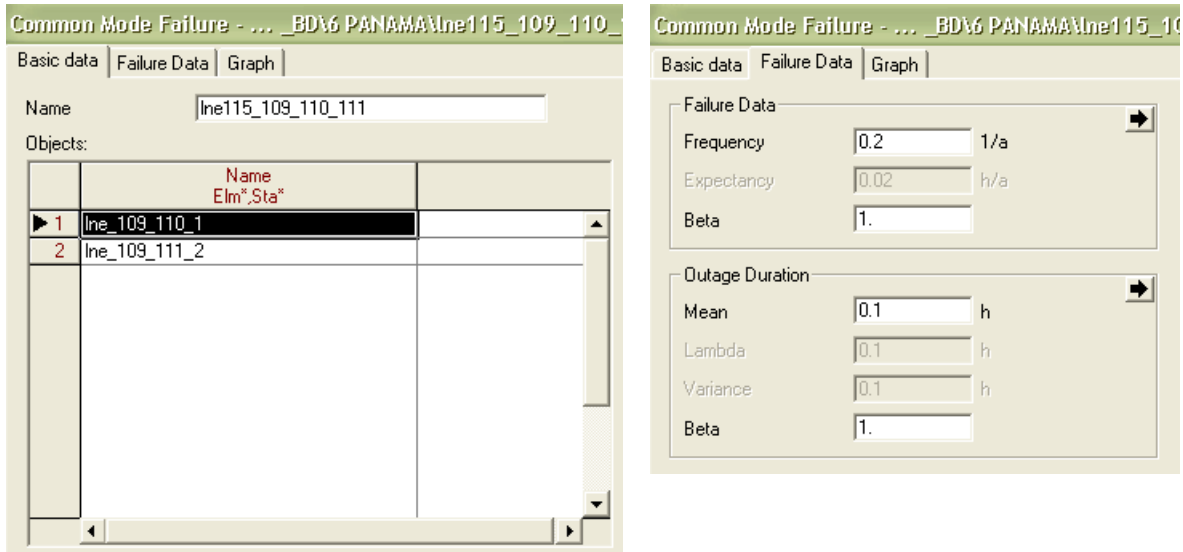
Load-Shedding/Power Restoration Constraints

Max. Loading: 100. %

Figura 11- 3
Modelo Weibull-Markov para fallas en transformadores



MODELO DE FALLAS DE MODO COMÚN



Common Mode Failure - ... _BDV6 PANAMA\lne115_109_110

Basic data | Failure Data | Graph

Name:

Objects:

	Name	Elm*Sta*
▶ 1	lne_109_110_1	
2	lne_109_111_2	

Common Mode Failure - ... _BDV6 PANAMA\lne115_109_110

Basic data | Failure Data | Graph

Failure Data

Frequency: 1/a

Expectancy: h/a

Beta:

Outage Duration

Mean: h

Lambda: h

Variance: h

Beta:

Figura 11- 4
Modelo Weibull-Markov para fallas de modo común

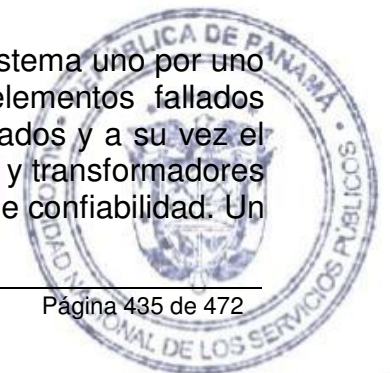
Todos los componentes de modelos de falla son independientes. Dos o más elementos del sistema pueden compartir el mismo modelo de falla, pero su comportamiento de falla será independiente. Desde los modelos de falla, la expectativa de falla puede ser calculada como la fracción de tiempo promedio, o el 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



Handwritten signature

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 elemento 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 130 componentes entre líneas a 230 kV y 115 kV, transformadores y unidades de generación. En el primer nivel de enumeración de estados se considera el efecto de la falla de cada uno de estos 130 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 analizando 8400 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.

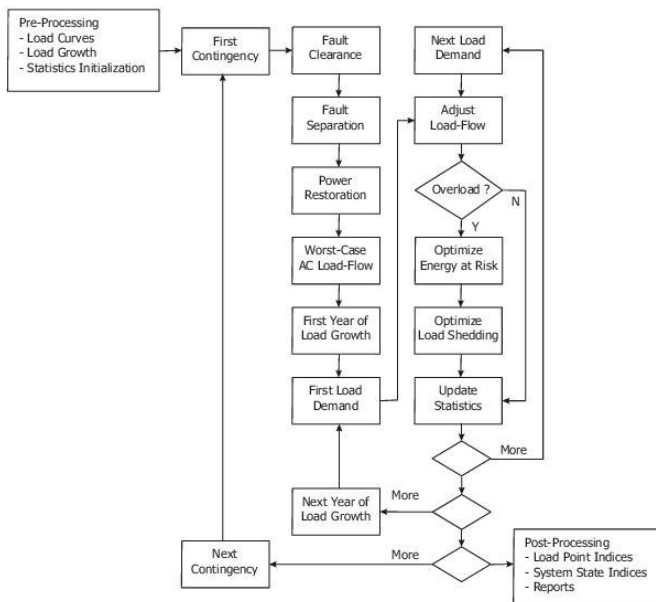


Figura 11- 5
Algoritmo de
enumeración de
estados

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...	...	h	A...	s	...	Generator/E... ElmSym,Elm...	Active Power MW	Reactive Power MVA
Ine230_100_103_1										
Ine230_11_148										
Ine230_1_3	Generator Re-Dispatch sym_106_M1	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_106_M1	3.48029	2.430642
Ine230_1_5	Generator Re-Dispatch sym_106_M2	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_106_M2	3.48029	2.430642
Ine230_3_100_115	Generator Re-Dispatch sym_106_M3	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_106_M3	3.48029	2.430642
Ine230_5_8	Generator Re-Dispatch sym_107_M4	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_107_M4	3.48029	2.430642
Ine230_8_148	Generator Re-Dispatch sym_107_M5	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_107_M5	3.48029	2.430642
Ine_100_103_2A	Generator Re-Dispatch sym_107_M6	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_107_M6	0.70622	0.493229
Ine_100_115_1A	Generator Re-Dispatch sym_116_P1	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_116_P1	2.47900	1.60727
Ine_109_110_1	Generator Re-Dispatch sym_116_P2	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_116_P2	2.47900	1.60727
Ine_109_111_2	Generator Re-Dispatch sym_116_P3	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_116_P3	2.47900	1.60727
Ine_11_148_1	Generator Re-Dispatch sym_128_G3	<input type="checkbox"/>	0	0	1.			sym_128_G3	-0.22987	-0.131760
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.

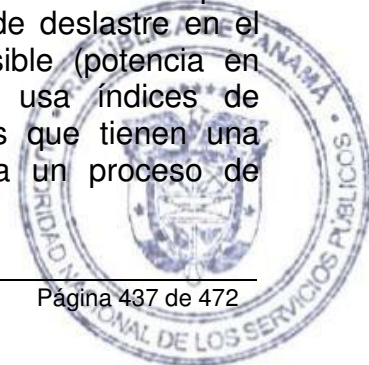
Para cada estado del sistema, una o más fallas estarán presentes en el sistema. Se asume que el sistema reacciona a las fallas con la inmediata apertura de uno o más interruptores de protección, seguido por una separación de la falla y la restauración del servicio al resto del área protegida.

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).

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	1/a	Frecuencia de interrupción por usuario promedio	$ACIF_i = \sum_k Fr_k * frac_{i,k}$
ACIT	h/a	Tiempo de interrupción por usuario promedio	$ACIT_i = \sum_k Pr_k * frac_{i,k}$
LPIF	1/a	Frecuencia de interrupción del punto de carga	$LPIF_i = ACIF_i * C_i$
LPIT	h/a	Tiempo de interrupción del punto de carga	$LPIT_i = ACIT_i * C_i$
AID	h	Tiempo de interrupción del punto de carga	$AID_i = ACIT_i / ACIF_i$



Handwritten signature or initials.



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	1/C/a	Frecuencia de interrupción promedio del sistema	$SAIFI = \frac{\sum ACIF_i * C_i}{\sum C_i}$
CAIFI	1/A/a	Frecuencia de interrupción promedio por usuario	$CAIFI = \frac{\sum ACIF_i * C_i}{\sum A_i}$
SAIDI	h/C/a	Duración de interrupción promedio del sistema	$SAIDI = \frac{\sum ACIT_i * C_i}{\sum C_i}$
CAIDI	h	Duración de interrupción promedio por usuario	$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$
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 _i	MWh/a	Energía no suministrada del punto de carga	$LPENS_i = ACIT_i * (Pd_i + Ps_i)$
LPEAR _i	MWh/a	Energía en riesgo del punto de carga	$LPEAR_i = ACIT_i * (Pr_i)$
LPES _i	MWh/a	Energía racionada del punto de carga	$LPES_i = ACIT_i * (Ps_i)$

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	MWh/a	Energía no suministrada	$ENS = \sum LPENS_i$
SEAR	MWh/a	Energía del sistema en riesgo	$SEAR = \sum LPEAR_i$
SES	MWh/a	Energía del sistema racionada	$SES = \sum LPES_i$
AENS	MWh/C/a	Energía promedio no suministrada	$AENS = \frac{ENS}{\sum C_i}$
ACCI	MWh/A/a	Índice de racionamiento promedio por usuario	$AENS = \frac{ENS}{\sum A_i}$



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 (λ)

tiempos de reparación promedio

En el proceso de cálculo de las **tasas de falla (λ)** se contabilizan las fallas en líneas de un mismo nivel de tensión para cada año y se dividen sobre la cantidad de km de línea instalados al mismo nivel de tensión, obteniéndose así las tasas de falla en número de salidas anuales por cada 100 km y por cada año. Posteriormente, se calcula la **tasa promedio de salidas** para el respectivo nivel de tensión, el cual corresponde al promedio aritmético de las tasas de falla anuales.

Para el cálculo del **tiempo promedio de reparación** se calcula primero el número de fallas y su duración acumulada para cada año y cada nivel de tensión. El **tiempo promedio de reparación** corresponde al cociente entre el promedio aritmético de las duraciones acumuladas de cada año y el promedio aritmético de fallas, calculados para cada nivel de tensión.

En la Tabla 11- 1 se resumen los parámetros promedio de falla para las líneas a 230 kV, calculados con base en la estadística que disponible ETESA para estas líneas desde 1990 hasta 2007. Es importante mencionar que las tasas de falla se estandarizan a líneas equivalentes de 100 km de longitud.

Se encuentra que las duraciones promedio anuales de fallas en las líneas a 230 kV varía entre 0.04 y 2.02 h, y el promedio aritmético de las duraciones anuales es de **0.58 h**. Este valor corresponde al total de horas fuera de servicio por salidas forzadas de todas las líneas dividido entre el número de salidas reportadas en el horizonte 1999-2007.





Adicionalmente, en la red de 230 kV se presentan entre 7 y 58 fallas anuales, y la tasa de falla anual por cada 100 km en estas líneas varía entre 0.64 y 5.31 F/a, con un promedio aritmético de **1.99 F/a**.

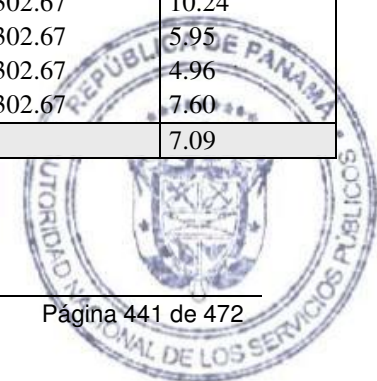
Tabla 11- 1
Estadísticas de falla anuales para líneas a 230 kV

año	Indisponibilidad h/a	Disponibilidad %	F/a	Promedio h	Red Inst. km	F/a/100 km
1990	19.52	99.78%	32.00	0.61	1,091.50	2.93
1991	1.02	99.99%	7.00	0.15	1,091.50	0.64
1992	7.10	99.92%	39.00	0.18	1,091.50	3.57
1993	13.00	99.85%	20.00	0.65	1,091.50	1.83
1994	5.83	99.93%	13.00	0.45	1,091.50	1.19
1995	9.63	99.89%	11.00	0.88	1,091.50	1.01
1996	5.08	99.94%	20.00	0.25	1,091.50	1.83
1997	21.68	99.75%	28.00	0.77	1,091.50	2.57
1998	6.38	99.93%	27.00	0.24	1,091.50	2.47
1999	4.52	99.95%	21.00	0.22	1,091.50	1.92
2000	18.72	99.79%	22.00	0.85	1,091.50	2.02
2001	2.55	99.97%	58.00	0.04	1,091.50	5.31
2002	17.48	99.80%	23.00	0.76	1,091.50	2.11
2003	44.52	99.49%	22.00	2.02	1,107.50	1.99
2004	9.85	99.89%	23.00	0.43	1,455.68	1.58
2005	5.31	99.94%	12.00	0.44	1,455.68	0.82
2006	11.67	99.87%	12.00	0.97	1,845.68	0.65
2007	35.07	99.60%	25.00	1.40	1,845.68	1.35
PROMEDIO=	13.27		23.06	0.58		1.99

En la Tabla 11- 2 se resumen los parámetros promedio de falla para las líneas a 115 kV, calculados con base en la estadística que disponible ETESA para estas líneas desde 1997 hasta 2007.

Tabla 11- 2
Estadísticas de falla anuales para líneas a 115 kV

año	Indisponibilidad h/a	Disponibilidad %	F/a	Promedio h	Red Inst. km	F/a/100 km
1997	8.00	99.91%	24.00	0.33	308.60	7.78
1998	17.27	99.80%	23.00	0.75	308.60	7.45
1999	3.25	99.96%	13.00	0.25	308.60	4.21
2000	7.70	99.91%	25.00	0.31	308.60	8.10
2001	16.03	99.82%	19.00	0.84	308.60	6.16
2002	1.38	99.98%	17.00	0.08	308.60	5.51
2003	81.15	99.07%	31.00	2.62	308.60	10.05
2004	24.43	99.72%	31.00	0.79	302.67	10.24
2005	1.37	99.98%	18.00	0.08	302.67	5.95
2006	6.48	99.93%	15.00	0.43	302.67	4.96
2007	22.54	99.74%	23.00	0.98	302.67	7.60
PROMEDIO=	17.24		21.73	0.79		7.09



Se encuentra que las duraciones promedio anuales de fallas en las líneas a 115 kV varía entre 0.08 y 2.62 h, y el promedio aritmético de las duraciones anuales es de **0.79 h**.

Adicionalmente, en la red de 115 kV se presentan entre 13 y 31 fallas anuales, y la tasa de falla anual por cada 100 km en estas líneas varía entre 4.21 y 10.24 F/a, con un promedio aritmético de **7.09 F/a**.

En la Tabla 11- 3 se resumen los parámetros de líneas hallados y utilizados en el modelo de fallas en líneas para las simulaciones de confiabilidad.

Tabla 11- 3
Estadísticas de falla anuales para líneas a 115 kV

Tensión [kV]	Frecuencia [F/año/100 km]	D. Promedio [H]
115 kV	1.99	0.58
230 kV	7.09	0.79

Se aprecia que la tasa de ocurrencia de fallas de líneas a 115 kV es más de tres veces la de las líneas a 230 kV, y que los tiempos de reparación en ambos casos son del orden de una hora.

PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD DE TRANSFORMADORES

Para el caso de los transformadores, no se dispone de estadísticas de falla suficientes, 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 indisponibilidades registradas en transformadores se han debido a mantenimientos una vez al año durante 22 horas, los cuales generalmente se realizan durante un fin de semana buscando reducir al mínimo los racionamientos que ocasionen. Alternativamente, si se dispone de generación en 115 kV, aún costosa, es posible hacer uso de ella para disminuir aún más dicho racionamiento. Por otra parte, las estadísticas internacionales estiman que un transformador sólo debería fallar en promedio una vez cada 10 años.

Con referencia en todo lo anterior, 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 13.2.338 del programa DigSilent no utiliza el modelo de curva de duración de carga razón por la cual se realiza la simulación para cada condición operativa del sistema. Las condiciones operativas modeladas para cada año corresponden a las siguientes:



Demanda máxima, estación de invierno, con una duración anual estimada del 44%.

Demanda máxima, estación de verano, con una duración anual estimada del 21%.

Demanda mínima, estación de verano, con una duración anual estimada del 35%.

Los factores de duración fueron estimados considerando que aproximadamente el 35% del tiempo se tienen condiciones de mínima demanda, y que el 67% del tiempo tiene lugar la estación de invierno.

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

Como ya se mencionó, el análisis de confiabilidad se realiza para las tres situaciones operativas modeladas. Los resultados totales anuales, se obtienen a partir de los indicadores encontrados bajo cada situación operativa ponderados con base en el tiempo que cada uno de ellos tiene lugar durante el año.

En la Tabla 11- 4 se presentan los indicadores de confiabilidad globales para el sistema de transmisión en el año 2013.

Tabla 11- 4
Indicadores Generales de confiabilidad

Indicador	Unidad	Máxima Invierno	Máxima Verano	Mínima	2013
SAIFI	F/a	2.0247	1.3160	0.3860	3.7267
CAIFI	F/Ca	2.0247	1.3160	0.3860	3.7267
SAIDI	h/Ca	1.4594	0.6289	1.1942	3.2825
CAIDI	h	0.3140	0.1025	1.0826	1.4991
ASAI	-	99.9618%	99.9665%	99.9611%	99.9625%
ASUI	-	0.0382%	0.0335%	0.0389%	0.0375%
ENS	MWh/a	1202.83	503.08	460.09	2,166.00
Demanda	MWh/a	4083.65	2011.35	3281.92	9,376.93
VERE	%	0.0295%	0.0250%	0.0140%	0.0231

SAIFI:	Frecuencia de interrupción promedio del sistema, Salidas/C-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

Los resultados muestran que a pesar de los proyectos de expansión en generación y transmisión propuestos, en el horizonte de corto plazo 2009-2012 el sistema de transmisión panameño tendría valores esperados de energía no



suministrada de 2166 MWh/Año en 2013, que representa el 0.023% estando así un poco por encima de referencias internacionales que recomiendan como máximo 0.01%.

La Figura 11- 7 muestra de manera gráfica la ENS por confiabilidad detallada por cada período modelado, donde puede observarse que en las estación de invierno es donde se espera tener la mayor cantidad de energía no suministrada. Este resultado es consecuente con el patrón de generación y transmisión, puesto que es durante esta estación cuando se presenta la mayor carga del sistema de transmisión.

El racionamiento esperado en invierno del año 2013, en el período de demanda máxima puede alcanzar los 1200 MWh, que corresponde al 0.03% de la demanda de ese período.

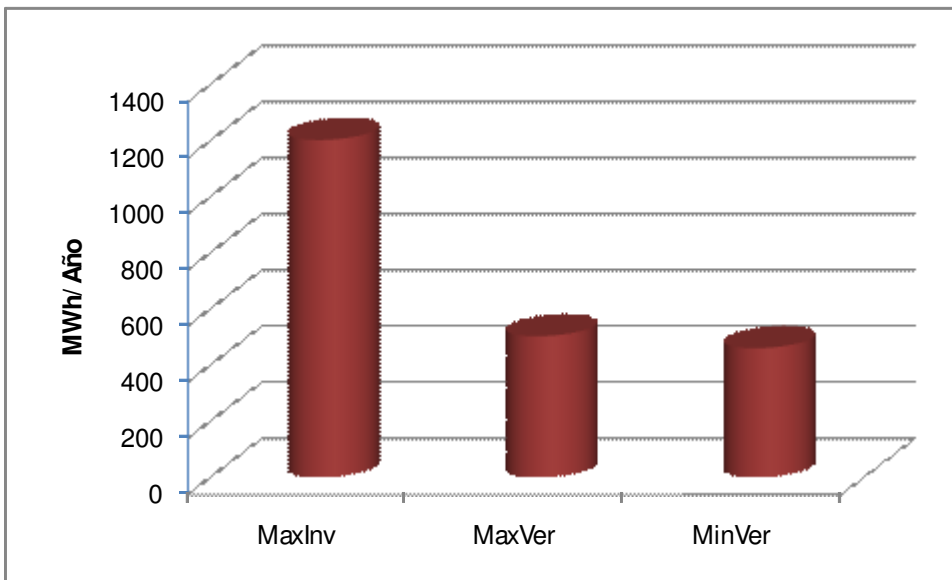


Figura 11- 7
ENS detallada por período modelado [MWh]

El SAIFI indica que se espera una frecuencia de interrupción promedio del sistema del orden de 4 Salidas/Año para el año 2013, lo que significa una expectativa relativamente alta de indisponibilidad del conjunto generación – transmisión.

La Figura 11- 78 muestra de manera gráfica el SAIFI detallado por cada período modelado, donde puede observarse que en las estaciones de invierno es donde se espera tener el mayor número de salidas.

El CAIDI es prácticamente igual al SAIFI indicando que todas las cargas se ven afectadas con las fallas del sistema transmisión-generación.



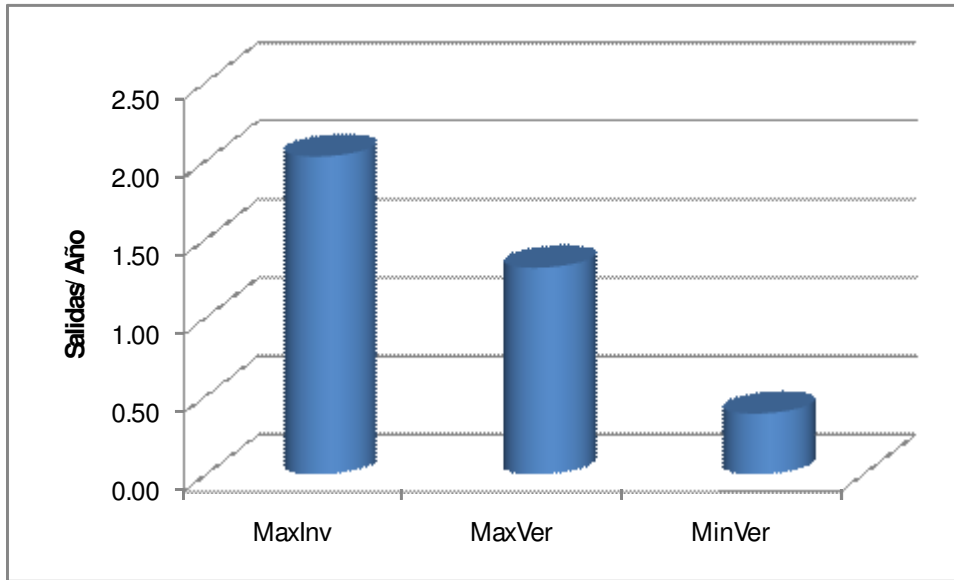


Figura 11- 8
SAIFI detallado por período modelado [Salidas/Año]

Se espera que el tiempo fuera de servicio dure 3 horas por año como consecuencia del sistema generación – transmisión, con tendencia a incrementarse en el tiempo; aunque para los consumidores afectados, la duración promedio esperada de la falla sea de 1.5 horas.

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR DEMANDAS

Los indicadores individuales para cada una de las demandas modeladas son los que se muestran en la Tabla 11- 5.

Tabla 11- 5
Indicadores promedio de confiabilidad de cada demanda 2013

Carga	Máxima Invierno			Máxima Verano			Mínima			Total 2013		
	TCIT	TCIF	LPENS	TCIT	TCIF	LPENS	TCIT	TCIF	LPENS	TCIT	TCIF	LPENS
	1/a	h/a	MWh/a	1/a	h/a	MWh/a	1/a	h/a	MWh/a	1/a	h/a	MWh/a
10 L_S_34	1.33	1.70	0.21	0.60	1.19	0.09	1.10	0.30	0.08	3.04	3.20	0.39
124 MIR44	1.33	1.70	15.83	0.60	1.19	7.08	1.10	0.30	6.11	3.04	3.20	29.02
131 BAL44	1.33	1.72	14.26	0.60	1.19	6.38	1.10	0.30	5.50	3.04	3.21	26.14
132 SUM44	1.33	1.70	1.56	0.60	1.19	0.70	1.10	0.30	0.60	3.04	3.20	2.86
137 GAM44	1.33	1.70	2.37	0.60	1.19	1.06	1.10	0.30	0.91	3.04	3.20	4.35
138 ACL44	1.33	1.70	2.37	0.60	1.19	1.06	1.10	0.30	0.91	3.04	3.20	4.35
13 MDNA34	1.33	1.19	59.85	0.60	0.62	26.78	1.10	0.18	23.09	3.04	2.00	109.71
154 CEMPAN15	1.33	1.72	6.93	0.60	1.19	3.10	1.10	0.31	2.67	3.04	3.22	12.70
160 GEEHAN13_8	1.33	1.71	12.34	0.60	1.19	5.53	1.10	0.30	4.76	3.04	3.20	22.63
16 PRO34	1.33	1.71	11.87	0.60	1.19	5.31	1.10	0.30	4.58	3.04	3.20	21.77
192 CHANG34	1.33	1.70	10.52	0.60	1.19	4.71	2.18	0.34	8.02	4.11	3.23	23.25
19 C_V115	1.68	2.76	92.77	0.75	2.10	41.12	1.10	0.30	28.41	3.53	5.17	162.30



Carga	Máxima Invierno			Máxima Verano			Mínima			Total 2013		
	TCIT	TCIF	LPENS	TCIT	TCIF	LPENS	TCIT	TCIF	LPENS	TCIT	TCIF	LPENS
	1/a	h/a	MWh/a	1/a	h/a	MWh/a	1/a	h/a	MWh/a	1/a	h/a	MWh/a
21 C_BAN115	1.84	2.74	95.25	0.60	1.20	30.91	1.56	0.99	37.77	4.00	4.93	163.93
23 CH115	1.33	1.75	41.53	0.60	1.20	18.58	1.10	0.31	16.02	3.04	3.25	76.13
26 LOC115	1.43	2.09	89.99	0.68	1.77	42.46	1.10	0.32	32.23	3.22	4.18	164.67
26 LOC115	1.94	3.82	0.95	0.88	3.16	0.43	1.11	0.40	0.25	3.93	7.38	1.62
30 MAR115	1.91	3.17	138.00	0.67	1.47	47.67	1.57	1.00	52.70	4.15	5.64	238.37
33 STM115	1.38	1.75	70.24	0.62	1.21	31.47	1.14	0.34	27.13	3.14	3.30	128.83
37 SAN115	1.37	2.03	88.52	0.62	1.42	39.85	1.57	1.00	47.37	3.56	4.45	175.73
48 TINAJ115	1.33	1.71	31.55	0.60	1.19	14.12	1.10	0.30	12.17	3.04	3.21	57.83
50 M_O115	1.33	1.71	44.31	0.60	1.19	19.83	1.10	0.30	17.09	3.04	3.21	81.23
50 M_O115	1.33	1.71	0.53	0.60	1.19	0.24	1.10	0.30	0.21	3.04	3.21	0.98
512 LGUIAS 34_5	2.91	4.93	39.55	0.85	1.57	11.51	1.57	0.87	9.92	5.34	7.37	60.98
52 TOC115	1.33	1.71	37.88	0.60	1.19	16.95	1.10	0.30	14.61	3.04	3.21	69.45
52 TOC115	1.33	1.71	1.05	0.60	1.19	0.47	1.10	0.30	0.40	3.04	3.21	1.92
52 TOC115	1.33	1.71	1.75	0.60	1.19	0.79	1.10	0.30	0.68	3.04	3.21	3.21
52 TOC115	1.33	1.71	0.55	0.60	1.19	0.25	1.10	0.30	0.21	3.04	3.21	1.01
52 TOC115	1.33	1.71	0.64	0.60	1.19	0.29	1.10	0.30	0.25	3.04	3.21	1.18
57 L_M_13	1.43	2.01	46.29	0.60	1.19	19.32	1.10	0.30	16.65	3.13	3.51	82.26
61 FFIELD	1.33	1.73	49.21	0.66	1.42	24.05	1.10	0.30	18.98	3.09	3.46	92.24
7 CHO34	1.64	2.68	70.08	0.60	1.21	25.46	1.10	0.30	21.94	3.34	4.19	117.48
85 PTP230	1.33	1.71	30.27	0.60	1.19	13.55	1.10	0.30	11.68	3.04	3.21	55.49
9 LSA115	1.33	1.70	93.82	0.60	1.19	41.99	1.10	0.30	36.19	3.04	3.20	172.00

Los mayores racionamientos por confiabilidad se presentan en el área de Panamá en las subestaciones Mar 115, San 115, Locería, C_Ban 115, Cerro Viento 115 y Stm_115 las cuales dependen derivan de las subestaciones Panamá I y II con algunas líneas con cargas superiores al 70% como es el caso de Panamá I – Locería 115 kV y Panamá II – Cerro Viento 115 kV. Además la carga Stm 115 es radial de Panamá I.

Las demandas de Llano Sánchez 115 kV y también en la carga de Chorrera 34.5 kV presentan racionamientos esperados significativos debidos principalmente a dos efectos:

1. Las líneas Veladero – Llano Sánchez y Llano Sánchez – Las Guías – Chorrera 230 kV se encuentran cargadas más del 80% en la estación de invierno. La contingencia de una de ellas sobrecarga las demás en más del 10%
2. La carga de los transformadores actualmente es superior al 60%, de manera que la contingencia en uno de ellos induce corte de carga en esta demanda.

En la Figura 11- 29 se ilustran gráficamente los indicadores de frecuencia, duración y valor esperado de racionamiento de cada demanda para el año 2013.



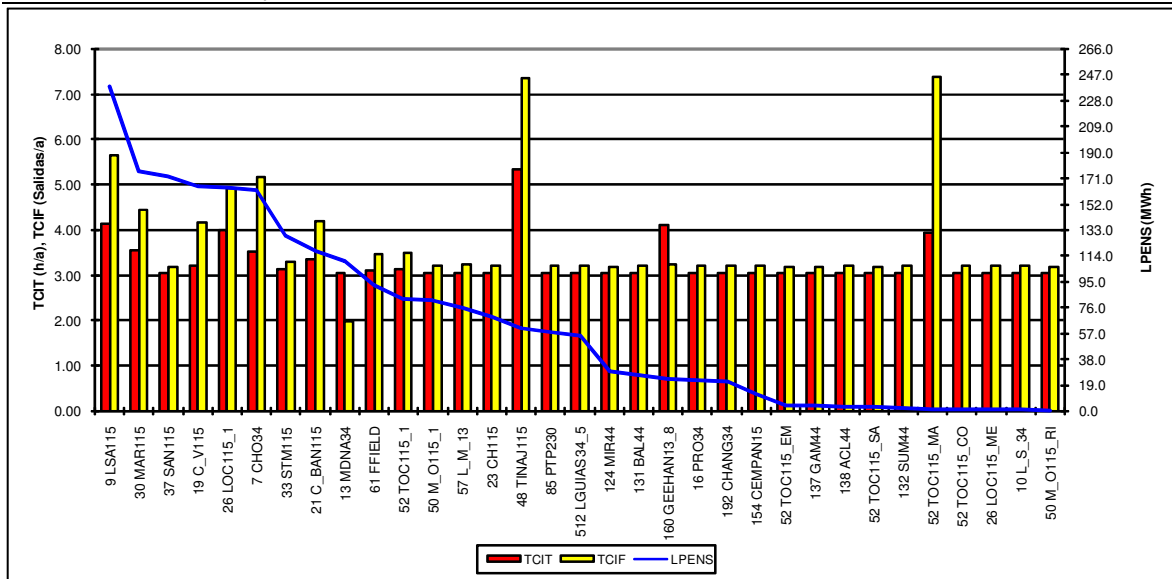


Figura 11- 9
Indicadores promedio de confiabilidad por demanda Año 2013

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR SUBESTACIONES

Los indicadores de las subestaciones que experimentaron desconexión en los resultados de confiabilidad se presentan en la Tabla 11-6 y en el Anexo de Confiabilidad se presenta el detalle por cada periodo.

Tabla 11- 6
Indicadores promedio de confiabilidad Subestación año 2013

Subestación	Máxima Invierno			Máxima Verano			Mínima			Total 2013		
	AIT	AIF	AID	AIT	AIF	AID	AIT	AIF	AID	AIT	AIF	AID
	h/a	1/a	h	h/a	1/a	h	h/a	1/a	h	h/a	1/a	h
105 PAN-AM23	0.00	0.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.01	0.00	0.63	0.01
106 PANAM13A	0.00	0.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.01	0.00	0.63	0.01
107 PANAM13B	0.00	0.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.01	0.00	0.63	0.01
12 M_N115	0.70	0.56	0.54	0.32	0.60	0.11	0.69	0.16	1.54	1.71	1.32	2.19
13 MDNA34	0.70	0.56	0.54	0.32	0.60	0.11	0.69	0.16	1.54	1.71	1.32	2.19
15 PRO115	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.01	0.04
154 CEMPAN15	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.02	0.00
16 PRO34	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.01	0.04
191 CHANG115	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.69	0.16	1.54	0.69	0.16	1.54
192 CHANG34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.69	0.16	1.54	0.69	0.16	1.54
20 CH_AZUL	0.54	1.57	0.15	0.24	1.10	0.05	0.53	0.93	0.20	1.30	3.61	0.39
23 CH115	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.02	0.00
301 CONC13_8	0.70	0.56	0.54	0.32	0.60	0.11	0.69	0.16	1.54	1.71	1.32	2.19
302 PASOANCH13_8	0.70	0.56	0.54	0.32	0.60	0.11	0.69	0.16	1.54	1.71	1.32	2.19
33 STM115	0.03	0.55	0.02	0.01	0.59	0.00	0.02	0.15	0.06	0.06	1.30	0.08
511 LGUIAS230	0.30	1.30	0.10	0.14	0.98	0.03	0.30	0.74	0.14	0.74	3.02	0.27



Subestación	Máxima Invierno			Máxima Verano			Mínima			Total 2013		
	AIT	AIF	AID	AIT	AIF	AID	AIT	AIF	AID	AIT	AIF	AID
	h/a	1/a	h	h/a	1/a	h	h/a	1/a	h	h/a	1/a	h
512 LGUIAS 34_5	0.30	1.30	0.10	0.14	0.98	0.03	0.30	0.74	0.14	0.74	3.02	0.27
521 EGIRAL13_8 1	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.02	0.00
531 EGIRAL13_8 2	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.02	0.00
6000 FRONTER	0.11	0.81	0.06	0.05	0.72	0.02	0.11	0.34	0.11	0.27	1.87	0.19

Sin considerar las subestaciones de generación o carga radial, las que estarían con mayor probabilidad de salida son Las Guías 230 kV, Progreso y Mata de Nance 34 kV y 115 kV; la primera por las contingencias dobles de las líneas que la conectan y la segunda por la probabilidad de fallas de los transformadores 230/115 kV. La frecuencia de salida más alta la presenta Las Guías que tiene un valor esperado de 3 salidas/año.

Las subestaciones a 115 kV de Llano Sánchez y Chorrera también estarían con probabilidad de salida por la misma causa de los transformadores, pero con menor tasa de fallas que la de Mata de Nance.

En la Figura 11-10 se ilustran gráficamente las subestaciones que tienen tasas de fallas significativas en el año 2013.

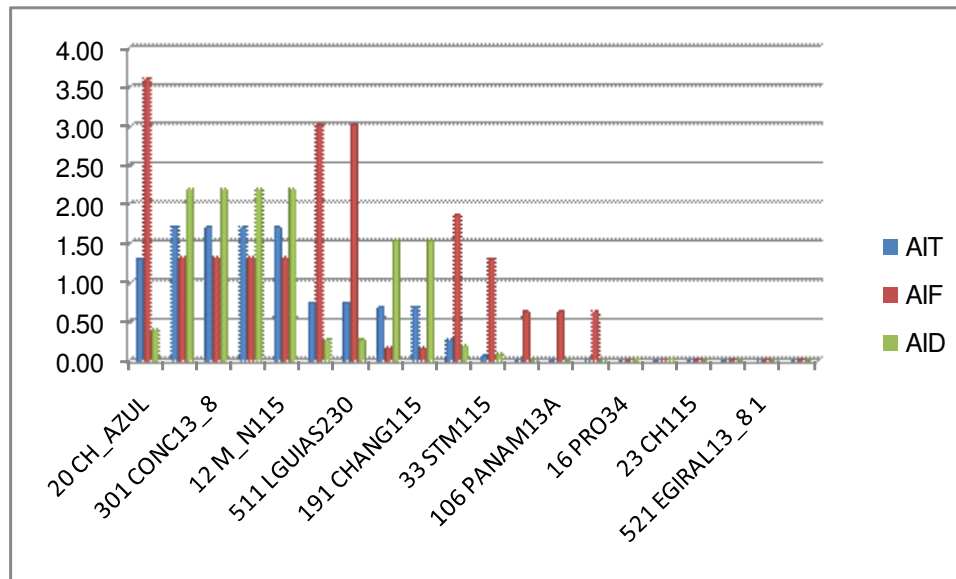


Figura 11- 10
Indicadores promedio de confiabilidad por Subestación, Año 2013




11.4 CONCLUSIONES

- El Valor esperado de energía no suministrada (ENS) alcanza 0.023% en 2013, a causa de la carga creciente de las líneas de transmisión.
- Las líneas a 230 kV en el corredor de transmisión Veladero – Llano Sánchez – Chorrera experimentan cargas del orden del 80%, por lo cual la contingencia sencilla de una de ellas causa sobrecargas de más del 10% en las cercanas, lo cual conduce a racionamiento en gran parte del sistema con el objeto de poder aliviar estas sobrecargas.
- En el área de Panamá las líneas a 115 kV también presentan cargas cercanas al 80% lo cual incide en el aumento de la energía no suministrada en las cargas localizadas en ésta área.
- En invierno del año 2013, en el bloque de demanda máxima, se presenta el mayor valor esperado de racionamiento de energía alcanzando el 0.03% de la demanda de ese periodo.
- De las subestaciones del sistema troncal, las que estarían más expuestas a fallas son Las Guías 230 kV y las de 115 kV de Mata de Nance y Progreso.

REFERENCIA:

CESI, Centro Elettrotecnico Sperminantale Italiano
“Criterios para la Planificación y Expansión de los Sistemas de Transmisión”
Documento hecho para el Osinerg de Perú
Junio de 2003

EENS:

Valor esperado de la energía no suministrada con límite superior igual a 0.01% 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 No. 10 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 2007	Observación	Nueva Fecha Plan 2008	TOTAL
60	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES				1,518
61	MIGRACIÓN VHF A UHF		Nuevo	01/01/2011	1,518



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 No. 8, 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 2008
(MILES DE B./.)**

	DESCRIPCION	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2007	Observación	Nueva Fecha Plan 2008	Costo sin IDC (Miles de B./.)
4	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO				4,225
5	PROTECCIONES				1,966
6	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA I	06/01/2009		06/01/2009	487
7	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	01/03/2011		01/03/2011	1,479
8	SUBESTACIONES				2,259
9	REEMPLAZO TRANSF. SERVICIOS AUXILIARES S/E LLANO SANCHEZ		Nuevo	30/12/2008	60
10	REP. PARCIAL INT. 115 KV S/E CALDERA		Nuevo	30/12/2008	144
11	REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	01/02/2010		01/02/2010	665
12	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA		Nuevo	30/12/2010	695
13	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE		Nuevo	30/12/2011	695



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 No. 9, 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 2008
(MILES DE B./.)

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2007	Observación	Nueva Fecha Plan 2008	Costo sin IDC (Miles de B./.)
14	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO				7,935
15	SUBESTACIONES				7,935
16	REPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE		Nuevo	01/07/2012	3,306
17	REPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA		Nuevo	01/07/2016	4,629



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 No. 11, 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 2008
(MILES DE B./.)**

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2007	Observación	Nueva Fecha Plan 2008	Costo sin IDC (Miles de B./.)
19	PLAN DE PLANTA GENERAL				18,393
20	ADQUISICIÓN EQUIPO MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES	25/03/2010		25/03/2010	497
21	AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN SUBESTACIONES		Nuevo	30/12/2009	207
22	EDIFICIO-ETESA		Nuevo	30/12/2011	10,700
23	EQUIPO DE INFORMÁTICA		Nuevo	30/12/2013	4,225
24	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR		Nuevo	30/12/2013	2,764



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 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 asociado.

16.2 Subestación Las Guías 230/34.5 KV

La empresa distribuidora EDEMET Unión FENOSA alimenta su sistema de distribución en el occidente de la Provincia de Panamá a través de circuitos de distribución de 34.5 KV provenientes de la subestación Chorrera. Esta subestación cuenta con dos (2) transformadores de 230/115/34.5 KV con capacidad cada uno de 30/40/50/56 MVA, de acuerdo a sus distintas capacidades de enfriamiento, OA/FA/FOA/FOA2. El patio de 115 KV de esta subestación no se encuentra desarrollado hasta el momento.

La ASEP ha indicado a ETESA que la propiedad de las subestaciones que seccionen líneas del Sistema Principal de ETESA deben pasar a formar parte de los activos de ETESA, por lo cual el patio de 230 KV de esta subestación deberá ser adquirido por ETESA. Dicha subestación constará con un patio de 230 KV y dos naves, la primera de ellas con tres interruptores para el seccionamiento de la línea de transmisión y el segundo con dos cuchillas para la conexión del transformador. ETESA deberá adquirir al primera Nave de la subestación, la cual secciona la línea de transmisión. Se estima que el costo aproximado de esta nave es de B/. 3,329,000 y la misma debe entrar en operación a fines de 2009.



16.3 Subestación Chan75 230 KV

La empresa AES Panamá desarrolla el proyecto hidroeléctrico Changuinola 75, con capacidad de 223 MW, el cual debe entrar en operación a mediados del año 2011. Para la conexión de éste proyecto, la empresa AES Panamá ha propuesto seccionar la línea Changuinola – Fortuna 230 KV, 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 la nave de 230 KV de esta subestación que secciona la línea de ETESA será propiedad de ETESA.

16.4 Subestación Antón 230 KV

La empresa generadora ENRILEWS construirá el parque eólico Toabre, con una capacidad instalada de 150 MW, el cual se encuentra ubicado al norte de Antón, del cual ya cuenta con la licencia definitiva otorgada por la ASEP. Para la conexión de este parque eólico es necesaria la construcción de una nueva subestación Antón 230 KV, la cual consta de una nave de tres interruptores para seccionar un circuito de la línea Llano Sánchez – Panamá II.

La ASEP ha indicado a ETESA que la propiedad de las subestaciones que seccionen líneas del Sistema Principal de ETESA deben pasar a formar parte de los activos de ETESA, por lo cual el patio de 230 KV de esta subestación deberá ser adquirido por ETESA. ETESA deberá adquirir al primera Nave de la subestación, la cual secciona la línea de transmisión. Se estima que el costo aproximado de esta nave es de B/. 3,329,000 y la misma debe entrar en operación a mediados de 2010.

16.5 T3 S/E Llano Sánchez

Debidos al incremento de carga en el área de provincias centrales, es necesaria la adición de un transformador T3 de 230/115/KV, con mayor capacidad que los existentes, en este caso 60/80/100 MVA, con el fin de cumplir con lo establecido en el RT y que el sistema de conexión en esta subestación cumpla con el criterio de seguridad N-1. La justificación de esta adición se presenta en el capítulo 9.11 de este tomo III del Plan de Expansión.



Ésta adición del T3 incluye además del suministro del propio transformador, interruptores de 230 y 115 KV para la adecuada conexión del mismo. Se estima que el costo aproximado de es de B/. 6,569,000 y debe entrar en operación a mediados de 2011.

16.6 T3 S/E Chorrera

Debidos al incremento de carga en el área de Panamá Occidente, es necesaria la adición de un transformador T3 de 230/115/34.5 KV, con mayor capacidad que los existentes, en este caso 60/80/100 MVA, con el fin de cumplir con lo establecido en el RT y que el sistema de conexión en esta subestación cumpla con el criterio de seguridad N-1. La justificación de esta adición se presenta en el capítulo 9.11 de este tomo III del Plan de Expansión.

Ésta adición del T3 incluye además del suministro del propio transformador, interruptores de 230 y 34.5 KV para la adecuada conexión del mismo. Se estima que el costo aproximado de es de B/. 6,159,000 y debe entrar en operación a mediados de 2012.

16.7 Reemplazo de Transformadores

Debido al prolongado tiempo de utilización (más de 30 años) de los transformadores T1 de Llano Sánchez, T2 de Chorrera y TT2 de Chorrera (transformador de aterrizaje) es necesario el reemplazo de los mismos. Esto esta justificado en el Informe presentado en el Plan de Reposición de Largo Plazo. Los transformador de Llano Sánchez y Chorrera se reemplazarán por unos de mayor capacidad (60/80/100 MVA) para que así estas subestaciones cumplan con el Criterio de Seguridad N-1, de acuerdo a lo establecido en la modificación al RT.

El costo estimado es el siguiente:

T1 Llano Sánchez: B/. 3,306,000, entrada en operación julio de 2015

T2 Chorrera: B/. 3,306,000, entrada en operación julio 2016

TT2 Chorrera: B/. 150,000, entrada en operación julio 2013

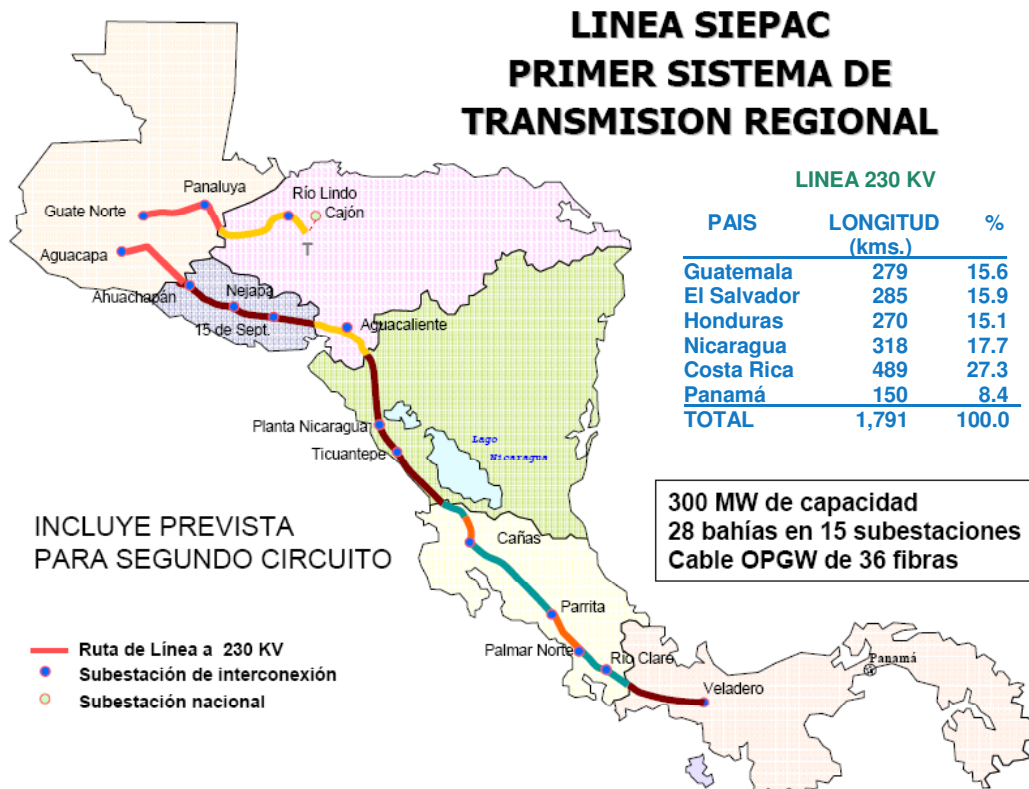
16.8 Proyecto SIEPAC

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:




NUMERO DE LOTE PAÍSES	ADJUDICATARIO	MILLONES US\$
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.

País	Longitud total en Km	Kilómetros Negociados	% Longitud Negociada
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
Total	1791	1590	89

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.



16.9 Proyecto de Interconexión Eléctrica Panamá – Colombia

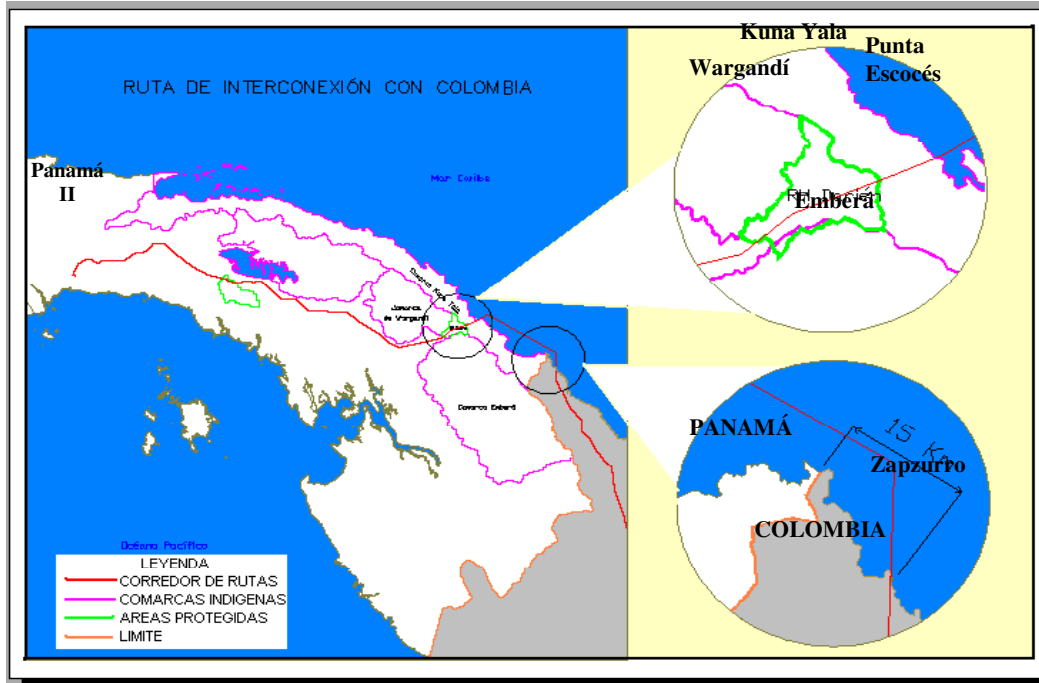
Descripción Técnica

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).





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



Handwritten signature

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.

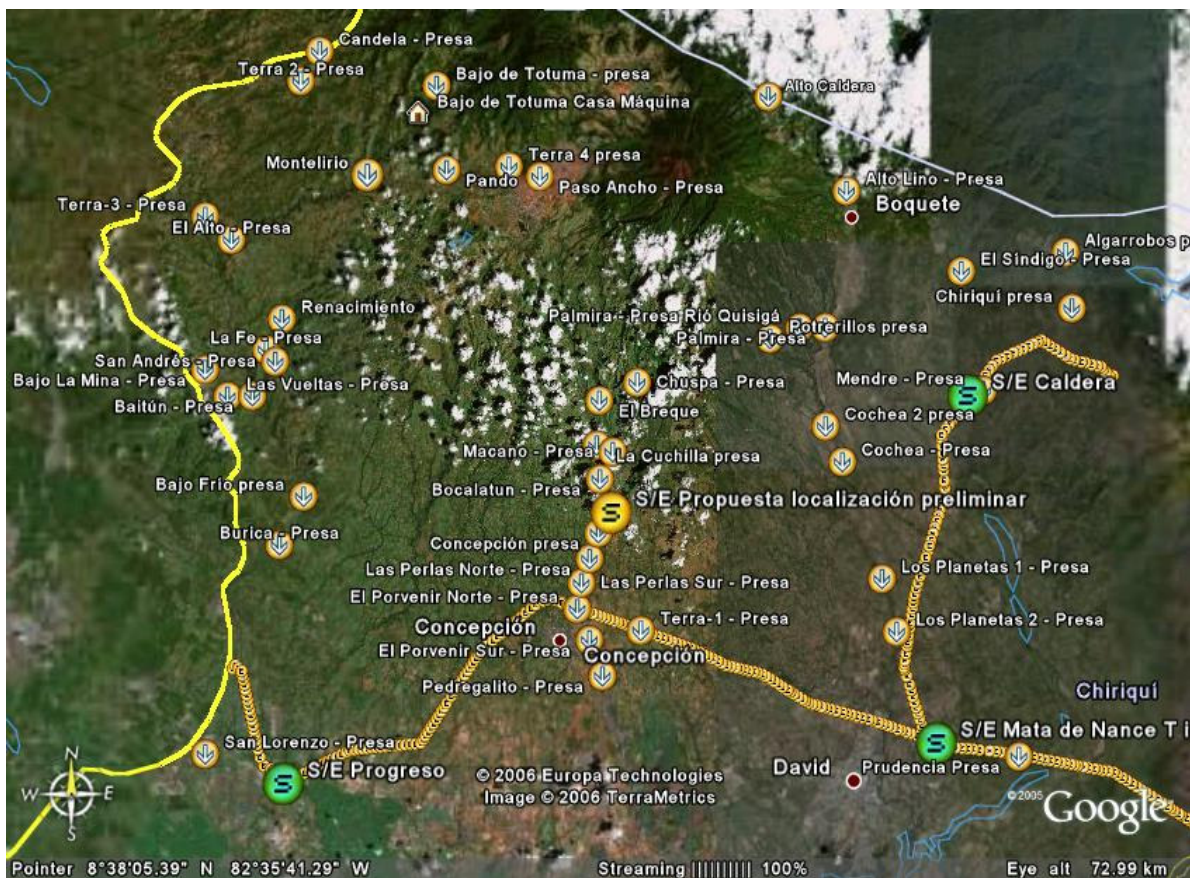


Figura 17-1

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 PESIN 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.

Sobre la base de la justificación económica planteada en el PESIN 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: junio de 2009

Inversión total de ETESA: B/. 3,845.000

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



TOTAL	99.2
--------------	-------------

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.⁵⁰

La Figura 17-3 muestra la ubicación de estos proyectos y el recorrido de la línea 230-9, Mata de Nance – Progreso 230 KV:

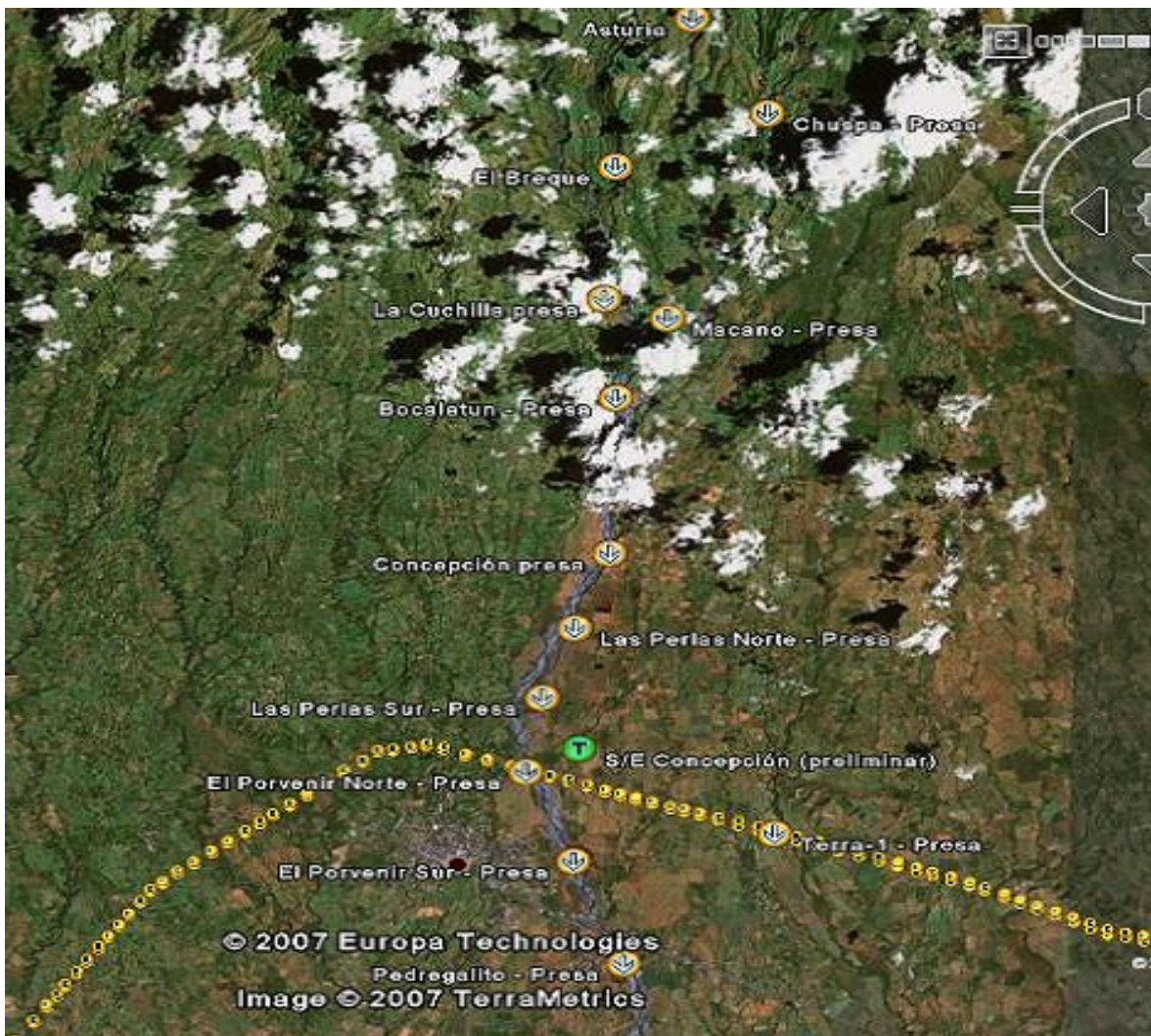


Figura 17-3

⁵⁰ Todas estas notas se recibieron en a finales del mes de abril del presenta año



Handwritten signature

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). La Tabla 17-3 muestra 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/. 8,100,000, incluyendo su conexión a la línea de transmisión.

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 a esta la generación futura reprojectos en la cuenca del Río 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.

Subestación:

Inicio del Proyecto: enero de 2007

Inicio de Operación: julio de 2010

Inversión: B/. 8,100,000



Capítulo 18: Conclusiones

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- El sistema actual, año 2008, 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 todos los casos analizados la generación propuesta permite el adecuado abastecimiento de la demanda en el período 2008-2022.
- En general, para los 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 2011, año en el cual comienzan a aparecer proyectos de conexión de generadores.
- 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. Para todos los escenarios el costo marginal del sistema inicia con un valor promedio de 200 USD/MW-h, el cual se reduce y al final del período llega al rango entre 100 y 150 USD/MW-h.
- Es importante destacar que actualmente se está atravesando por un incremento generalizado en los costos del petróleo, lo que afecta el costo de los combustibles y a su vez incrementa de manera importante el costo operativo de un sistema donde la generación térmica tiene un componente importante.
- Adicionalmente, para este plan el costo del déficit es de 1200 USD/MWh, independientemente del porcentaje de racionamiento esperado, siendo que en el plan anterior ese costo era de 350 USD/MWh. Por lo anterior, cualquier racionamiento evitado tiene un peso relevante en los beneficios de cada proyecto que lo elimine.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenarios 1, 2 y 3 en los cuales aparecen los generadores Changuinola 75, Bonyic, Gualaca, Bajo de Mina, Baitún, Lorena, Prudencia, Pando, Monte Lirio, El Alto, etc., se recomienda reforzar el sistema de transmisión mediante la adición de una línea de transmisión de 230 KV doble circuito Guasquitas - Llano Sánchez – Panamá II, montando inicialmente un circuito. Los beneficios logrados por éstos refuerzos son muy sensibles a la composición de la generación hidráulica, siendo que en caso de no darse el desarrollo de estos proyectos la relación Beneficio-Costo se vería afectada.



- 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.
- Debido al crecimiento de carga en la provincia de Veraguas, provincias centrales y Panamá Occidente, es necesaria la instalación del tercer transformador T3 en las subestaciones Chorrera y Llano Sánchez.



Capítulo 19: Recomendaciones

Año 2008:

- Terminar la construcción de la línea de transmisión Fortuna – Changuinola 230 KV y la Subestación Changuinola.
- Implementar el refuerzo de la línea subterránea Panamá - Cáceres a 115 KV.

Año 2011:

- Reforzar el sistema de transmisión con la línea Changuinola - 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 sobre 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 230 KV (operado en 115 KV) y un tramo de línea desde el Río Chagres – Santa Rita 115 KV, además de la ampliación en 115 KV de las Subestaciones Santa Rita y Panamá II
- Instalación de un Banco de Capacitores de 120 MVAR en la Subestación Panamá II 115 KV.
- Refuerzo S/E Las Guías.

Año 2012:

- Refuerzo S/E Panamá Etapa 1
- Refuerzo L.T. Fortuna – Guasquitas 230 KV
- Instalación del transformador T4 de 230/115 KV, 210/280/350 MVA de la subestación Panamá.
- Instalación de Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 115 KV.

Año 2013:

- Refuerzo L.T. Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (un circuito inicialmente)

Año 2016:

- Refuerzo Subestaciones Antón y Panamá 230 KV Etapa 2
- Adición del segundo circuito en la línea de transmisión Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV
- Instalación del transformador T3 de 230/115 KV, 105/140/175 MVA de la subestación Panamá II
- Adición de Banco de Capacitores de 60 MVAR adicionales en S/E Panamá 115 KV.



Año 2018:

- Energizar en 230 KV la línea de transmisión anta Rita – Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV).

PROYECTOS DE CARÁCTER GENERAL

En la Tabla 20-1 se resumen los proyectos propuestos en este plan de expansión. Los proyectos recomendados en esta tabla son independientes de los proyectos de conexión de transmisión de las nuevas plantas de generación que entren al sistema.

En el Anexo No. 1 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 2018.



Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema Principal		
Sistema de Transmisión a Bocas del Toro	2008	24,941
Segundo circuito 115 KV Panamá – Cáceres (subterráneo) y ampliaciones	2008	2,542
Nave 3 S/E Fortuna 230 KV	2009	1,500
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2011	15,847
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2011	8,676
Refuerzo S/E Las Guías 230 KV	2011	3,328
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2011	3,555
Sistema de Comunicaciones	2011	1,518
Refuerzo S/E Panamá Etapa 1	2012	5,511
Refuerzo Fortuna - Guasquitas 230 KV	2012	5,578
Adición Transformador T4 S/E Panamá	2012	8,082
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	2,667
Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2013	94,230
Refuerzo S/E Antón y Panamá 230 KV Etapa 2	2016	9,938
Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 2	2016	39,090
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2016	7,382
Banco de Capacitores 60 MVAR S/E Panamá	2016	1,778
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2018	18,368
Plan de Reposición		
Protecciones	2009-2011	1,966
Subestaciones	2008-2011	2,259
Reemplazo T2 S/E Mata de Nance	2012	3,308
Reemplazo T3 Panamá	2016	4,629
Plan Estratégico		
Ampliación S/E Caldera 115/34.5 KV	2009	3,845
S/E Concepción 230/34.5 KV	2010	8,100
Plan de Planta General		
	2010-2013	18,393
Sistema de Conexión		
	2010-2016	26,917

Tabla 20-1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2008 – 2022

